



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Rui Alexandre Coelho Meireles

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO AUMENTO DA
PENETRAÇÃO DE RENOVÁVEL NA FIABILIDADE
DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR PORTGUÊS
ÍNDICE DE MARGEM DE RESERVA
&
MODELAÇÃO DA VARIÁVEL RENOVÁVEL**

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, ramo de especialização em Energia orientada pelo Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Fevereiro de 2021

Faculdade de Ciências e Tecnologia
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO AUMENTO DA
PENETRAÇÃO DE RENOVÁVEL NA FIABILIDADE DO
SISTEMA ELECTROPRODUTOR PORTUGUÊS
ÍNDICE DE MARGEM DE RESERVA
&
MODELAÇÃO DA VARIÁVEL RENOVÁVEL**

Rui Alexandre Coelho Meireles

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, ramo de especialização em Energia orientada pelo Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Fevereiro de 2021



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO AUMENTO DA
PENETRAÇÃO DE RENOVÁVEL NA FIABILIDADE DO
SISTEMA ELECTROPRODUTOR PORTUGUÊS
ÍNDICE DE MARGEM DE RESERVA**

&

MODELAÇÃO DA VARIÁVEL RENOVÁVEL

Rui Alexandre Coelho Meireles

ORIENTADOR

Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

PRESIDENTE DO JÚRI

Professor Doutor Mário João Simões Ferreira dos Santos

VOGAL

Professor Doutor Luís Miguel Pires Neves

1 2  9 0

**UNIVERSIDADE D
COIMBRA**

Resumo

Os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) são sistemas com elevada complexidade que têm a necessidade de ser minuciosamente estudados. Um dos parâmetros com maior relevância nos SEE é a fiabilidade. Apesar de a utilização de índices de fiabilidade para avaliação da fiabilidade dos sistemas já não ser recente, é necessária a investigação permanente deste tema, tendo em conta os constantes novos desafios que se apresentam.

O aumento da penetração de energia com base em fontes renováveis – principalmente as renováveis variáveis (eólica e solar) – é um destes novos desafios, uma vez que manter ou mesmo aumentar estes índices de fiabilidade é algo complicado, na presença de cada vez mais renovável variável, devido à sua variabilidade e não disponibilidade para despacho. Assim, ao contrário do que acontece com as fontes convencionais, em que se pode quase considerar que as indisponibilidades acontecem apenas devido a avarias e não à falta da fonte primária, no caso da renovável variável o principal fator de indisponibilidade será mesmo a fonte primária.

Nesta dissertação procura-se avaliar o impacto da disseminação das renováveis variáveis na fiabilidade do sistema electroprodutor nacional (SEN) através do Índice de Margem de Reserva (IMR) que, tal como o nome indica, tem como finalidade entender a capacidade de reserva que o sistema necessita para diferentes previsões de geração e procura. Com recurso a uma ferramenta de *software* criada para o cálculo do IMR, foi realizada, com base neste índice, uma análise de adequação do SEN, onde foi possível perceber, segundo várias trajetórias de evolução de procura e ocorrência de eventos, se o sistema terá capacidade para satisfazer o consumo de energia elétrica e os serviços de sistema necessários, ou se existe a necessidade de fazer um reforço da capacidade instalada de modo a garantir o bom funcionamento deste. Este estudo permitiu perceber o impacto que a substituição da convencional geração síncrona por geração renovável variável terá no futuro na fiabilidade do SEN, através dos resultados do IMR.

Para além disso, a partir de uma análise retrospectiva aos dados de geração dos últimos 12 anos (2008-2019), foi possível a criação de diagramas de geração para a eólica e solar. Esta modelação da geração eólica e solar é feita para alimentar com dados uma ferramenta já existente, que permite o cálculo de vários índices de fiabilidade, dotando-a assim de capacidade de cálculo dos índices na presença deste tipo de geração. Posto isto, foi realizada uma análise qualitativa entre o IMR e os índices resultantes desta ferramenta.

Palavras Chave: Fiabilidade, Índices de Fiabilidade, Índice de Margem de Reserva, Renovável Variável, Sistema Elétrico de Energia.

Abstract

Electric Power Systems (EPS) are highly complex systems that need to be thoroughly studied, with reliability being one of the most relevant parameters analyzed. These reliability studies use indices, that are not new, but still are the best ones to use for study the reliability of EPS, where it's possible to take into account the new challenges created.

Being one of these new challenges, the increase of energy penetration based on renewable sources - mainly the variable renewables (wind and solar) -, since maintaining or even increasing these reliability indexes is somewhat complicated, with the presence of more and more renewable variable, due to its variability and non-availability for dispatch. Therefore, in the renewable variable, the main unavailability factor will be the primary source unlike what happens with conventional sources - which we can almost consider that the unavailability happens only due to malfunctions and not to the lack of the primary source.

This dissertation addresses the impact of the dissemination of renewable variables on the reliability of the Portuguese Electricity Generation System (SEN) through the Reserve Margin Index (IMR), as the name implies, aims to understand the reserve capacity that the system needs for different generation and demand forecasts. Using a software tool created to calculate the IMR, an adequacy analysis of the SEN was carried out, where it was possible to perceive, according to various trajectories of the evolution of demand and occurrence of events, if the system will have capacity to satisfy the consumption of electric energy and the necessary system services or, if there is a need to reinforce the installed capacity in order to guarantee its smooth behavior. With that, it's possible to understand the impact on the future of the reliability on the SEN, with the conventional synchronous replacement with variable renewable generation.

In addition, from a retrospective analysis of generation data for the last 12 years (2008-2019), it's possible to create generation diagrams for wind and solar. This way of modeling wind and solar generation is done to feed data into an existing tool, which allow us the calculation of various reliability indices, providing us with the ability to calculate the indices in the presence of this type of generation. That said, a qualitative analysis was carried out between the IMR and the indexes resulting from this tool.

Keywords: *Reliability, Reliability Indices, Reserve Margin Index, Variable Renewable, Electric Power System.*

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tabelas	ix
Acrónimos.....	xi
Símbolos	xiii
Capítulo 1. Introdução.....	1
1.1 - Motivação.....	1
1.2 - Objetivo.....	2
1.3 - Esboço.....	3
Capítulo 2. Revisão da literatura.....	5
2.1 - Sistema Elétrico de Energia	5
2.2 - Análise de Fiabilidade.....	6
2.2.1 - Índices de fiabilidade	6
2.2.2 - <i>Well-Being Analysis</i>	9
2.3 - Crédito de capacidade e Fator de capacidade.....	11
2.4 - Método de Monte Carlo	12
2.5 - Estudos recentes	13
Capítulo 3. Ferramenta Desenvolvida para o Cálculo do IMR	17
3.1 - Estrutura/Características.....	17
3.2 - Metodologia	18
3.2.1 – Método 1 e validação (Parametrizações 1 e 5)	22
3.2.1.1 – Cálculo do IMR para análise retrospectiva	24
3.2.2 – Método 2 e validação.....	26
3.3 – Simulação do utilizador	27
Capítulo 4. Ferramenta relativa à modelação da renovável variável (solar e eólica)	29
4.1 – Estrutura/Características	29
4.1.1 - Criação dos Vetores	30

4.1.2 - Análise complementares	31
4.2 - Ferramenta de Teste	33
Capítulo 5. Caso de Estudo – Análise de Adequação ao Sistema Electroprodutor Nacional (SEN).....	35
5.1 – Caracterização do SEN	35
5.2 – Caracterização do caso de estudo	36
5.2.1 – Trajetória de Continuidade	37
5.2.2 – Trajetória de Ambição	39
5.2.3 – Trajetória de Ambição com procura superior	41
5.2.4 – Teste de stress.....	41
5.3 – Simulações e análise de resultados	43
5.3.1 – Trajetória de continuidade	43
5.3.2 – Trajetória de ambição	47
5.3.3 – Trajetória de ambição com procura superior	50
5.3.4 – Teste de Stress	53
5.3.5 – Testes adicionais 1.....	54
5.3.6 – Testes adicionais 2.....	56
5.4 – Discussão	58
Capítulo 6. Conclusão	61
6.1 - Trabalhos futuros	62
Bibliografia	65
Apêndice A	67
Apêndice B.....	77
Apêndice C.....	81
Anexos	93

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Diferentes métodos para o cálculo dos índices de fiabilidade ([3], [8], [10], [11], [12])	8
Figura 3.1 – Comparação entre IMR segundo o método 1 (parametrização 5, dados reais) e IMR método 2.	27
Figura 5.1- Evolução da capacidade instalada por fonte de energia primária [33]	35
Figura 5.2- Percentagem de produção por fonte de energia, setembro de 2020 [33]	36
Figura 5.3 – Trajetória de continuidade, parametrização 1	45
Figura 5.4 – Trajetória de continuidade, parametrização 1*	45
Figura 5.5 – Trajetória de continuidade, parametrização 5	46
Figura 5.6 – Trajetória de continuidade, parametrização 5*	46
Figura 5.7 – Trajetória de ambição, parametrização 1	48
Figura 5.8 – Trajetória de ambição, parametrização 1*	49
Figura 5.9 – Trajetória de ambição, parametrização 5	49
Figura 5.10 – Trajetória de ambição, parametrização 5*	49
Figura 5.11 – Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 1	51
Figura 5.12 – Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 1*	52
Figura 5.13 – Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 5	52
Figura 5.14 – Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 5*	53
Figura 5.15 – Índices resultantes para a Trajetória de continuidade	57
Figura 5.16 – Índices resultantes para a Trajetória de ambição	57
Figura 5.17 - Índices resultantes para a Trajetória de ambição com procura superior	58
Figura 5.18 – Índices resultantes para o Teste de Stress	58
Figura A.1 - Interface gráfica da ferramenta.....	67
Figura A.2 - Primeiro separador da ferramenta para o cálculo do IMR	68
Figura A.3 – Percentagens de disponibilidade por relatório da ENTSO-E	68
Figura A.4 – Valores em GW referentes aos resultados de cada relatório da ENTSO-E.....	68
Figura A.5 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP segundo a parametrização 2	69
Figura A.6 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP segundo a parametrização 3	70
Figura A.7 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP segundo a parametrização 4	70

Figura A.8 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP (parametrização 1)	71
Figura A.9 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP (parametrização 5)	71
Figura A.10– Análise retrospectiva para o cálculo do IMR método 2.....	72
Figura A.11- Separador que permite ao utilizador realizar o cálculo do IMR para os seus dados.....	72
Figura B.1- Primeiro separador da ferramenta relativa à componente de modelação da geração eólica e solar	77
Figura B.2- Simulação de exemplo resultante do separador “Estimativas (1 possibilidade horária por cada ano)”	77
Figura B.3- Simulação de exemplo resultante do separador “Estimativas (7 possibilidade horária por cada ano)”	78
Figura B.4- Simulação de exemplo resultante do separador “Net Demand”	78
Figura B.5- Simulação de exemplo resultante do separador “Análises complementares”	79
Figura B.6- Separador que permite a criação de vetores.....	79
Figura B.7- Fragmento da função que permite criar vetores para a geração solar	79
Figura B.8- Fragmento da função que permite criar vetores para a geração eólica	80
Figura B.9- Simulação de exemplo resultante do separador “Produção eólica/solar”, para os vetores criados	80
Figura C.1 - Trajetória de ambição, parametrização 5 com aumento em 2040 na capacidade instalada de gás natural de 310 MW	81
Figura C.2 - Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 5 com aumento em 2030 na capacidade instalada de gás natural de 310 MW e em 2040 de 775 MW	81
Figura C.3 – Teste de Stress, parametrização 1	81
Figura C.4 – Teste de Stress, parametrização 5	82
Anexo 1 - Relatório de perspetiva Inverno 2015-2016, capacidade instalada e geração em manutenção	93
Anexo 2 - Relatório de perspetiva Inverno 2015-2016 capacidade disponível condições normais	93
Anexo 3 - Relatório de perspetiva Inverno 2015-2016 capacidade disponível condições severas.....	93
Anexo 4 – Ferramenta de teste.....	94

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Percentagem da potência instalada considerada disponível para cada tecnologia segundo a ENTSO-E para Portugal	19
Tabela 3.2 – Potência não disponível para condições normais e severas de funcionamento segundo a ENTSO-E para Portugal (Inverno/Verão)	19
Tabela 3.3 - Percentagem da potência instalada considerada disponível para a eólica e solar segundo a ENTSO-E e capacidade instalada verão de 2019	20
Tabela 3.4 – Crédito de capacidade para a geração eólica e solar de 2008 a 2019	21
Tabela 3.5 – Tabela comparativa entre IMR condições normais/severas e ICP (parametrização 1).....	23
Tabela 3.6 – Tabela comparativa entre IMR condições normais/severas e ICP (parametrização 5).....	23
Tabela 3.7 – Tabela comparativa entre IMR condições normais/severas e ICP (parametrização 1).....	24
Tabela 3.8 – Tabela comparativa entre IMR condições normais/severas e ICP (parametrização 5).....	25
Tabela 3.9 – IMR para análise retrospectiva (método 2).....	26
Tabela 4.1 – Tabela referente à geração eólica	32
Tabela 5.1 – Previsão dos valores mínimos (1) indicativos da capacidade comercial de interligação [24]	37
Tabela 5.2 – Evolução da capacidade instalada (MW) para as diferentes tecnologias 2020-2040	38
Tabela 5.3 – Evolução do consumo total anual (GWh) e das pontas máximas (MW) 2020-2040.....	38
Tabela 5.4 – Evolução da capacidade instalada (MW) para as diferentes tecnologias 2020-2040	40
Tabela 5.5 – Evolução do consumo total anual (GWh) e das pontas máximas (MW) 2020-2040.....	40
Tabela 5.6 – Evolução do consumo total anual (GWh) e das pontas máximas (MW) 2020-2040.....	41
Tabela 5.7 – Evolução da capacidade instalada (MW) para as diferentes tecnologias 2020-2040	42
Tabela 5.8 – Evolução do consumo total anual (GWh) 2020-2040	42
Tabela 5.9 – IMR e ICP para trajetória de continuidade.....	44
Tabela 5.10 – IMR e ICP para trajetória de ambição	47
Tabela 5.11 – IMR e ICP para trajetória de ambição com procura superior	51
Tabela 5.12 – IMR e ICP para Teste de Stress.....	54
Tabela 5.13 - Trajetória de ambição, aumento de 310 MW	55
Tabela 5.14 - Trajetória de ambição com procura superior, aumento de 310 MW em 2030 e 775 MW	55
Tabela A.1 – Tabela comparativa entre IMR condições normais e ICP (parametrização 1).....	73
Tabela A.2 – Tabela comparativa entre IMR condições severas e ICP (parametrização 1).....	73
Tabela A.3 – Tabela comparativa entre IMR condições normais e ICP (parametrização 5).....	74

Tabela A.4 – Tabela comparativa entre IMR condições severas e ICP (parametrização 5).....	75
Tabela A.5 – Condições de disponibilidade relativas ao método 2.....	75
Tabela C.1- Capacidade instalada segundo a trajetória de continuidade 2020-2040	83
Tabela C.2 – Evolução do consumo total anual para a trajetória de continuidade (GWh) 2020-2040.....	83
Tabela C.3- Capacidade instalada segundo as trajetórias de ambição 2020-2040	84
Tabela C.4 – Evolução do consumo total anual para a trajetória de ambição (GWh) 2020-2040.....	84
Tabela C.5 – Evolução do consumo total anual para a trajetória de ambição com procura superior (GWh) 2020-2040	85
Tabela C.6 - Capacidade instalada para o teste de stress 2020-2040	85
Tabela C.7 – Evolução do consumo total anual para o teste de stress (GWh) 2020-2040	86
Tabela C.8 – Percentagem de erro existente entre o IMR condições normais e o ICP para a trajetória de continuidade, parametrização 5.....	86
Tabela C.9 – Percentagem de erro existente entre o IMR condições normais e o ICP para a trajetória de ambição, parametrização 5 com aumento de capacidade em 2040.....	87
Tabela C.10 – Percentagem de erro existente entre o IMR condições normais e o ICP para a trajetória de ambição com procura superior, parametrização 5, com aumento de capacidade	87
Tabela C.11 – IMR e ICP para trajetória de continuidade	88
Tabela C.12 – IMR e ICP para trajetória de ambição	89
Tabela C.13 – IMR e ICP para trajetória de ambição com procura de superior.....	90
Tabela C.14 – Trajetória de continuidade, IMR segundo método 2.....	90
Tabela C.15 – Trajetória de ambição, IMR segundo método 2.....	91
Tabela C.16 – Trajetória de ambição com aumento da procura, IMR segundo método 2	91
Tabela C.17 – Teste de Stress, IMR segundo método 2.....	91

Acrónimos

ARMA	Modelo autorregressivo de médias móveis
CC	Crédito de capacidade
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EENS	Energia não fornecida esperada (<i>Expected Energy Not Supplied</i>)
EIR	Índice de confiabilidade de energia (<i>Energy Index of Reliability</i>)
ENTSO-E	Rede Europeia de Gestores de Redes de Transporte de Eletricidade
EPS	<i>Electric Power Systems</i>
FOR	Taxa de avarias forçada (<i>Forced outage rate</i>)
GWh	Gigawatt-hora
IC	Índice de Cobertura
ICP	Índice de Cobertura Probabilístico de ponta
IMR	Índice de Margem de Reserva
LOEE	Perda de energia esperada (<i>Loss Of Energy Expectation</i>)
LOLD	Duração de perda de carga (<i>Loss Of Load Duration</i>).
LOLE	Perda de carga esperada (<i>Loss Of Load Expectation</i>)
LOLF	Frequência de perda de carga (<i>Loss Of Load Frequency</i>)
LOLP	Probabilidade de perda de carga (<i>Loss Of Load Probability</i>)
MW	Megawatt
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
REN	Redes Energéticas Nacionais
RMSA-E	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Electroprodutor Nacional
SMC	Simulações de Monte Carlo
TPPG	Tabela de probabilidade de perda de geração
WBA	<i>Well-Being Analysis</i>

Símbolos

Símbolos utilizados no âmbito do cálculo dos índices de fiabilidade.

A	Disponibilidade
λ	Taxa de Avarias
μ	Taxa de Reparações
H	Estado Saudável
M	Estado Marginal
R	Estado de Risco

Capítulo 1. Introdução

Neste capítulo será abordada a motivação desta dissertação, que passa pela avaliação do impacto da disseminação da renovável variável na fiabilidade do SEN.

Para além disso, serão ainda apresentados os principais objetivos desta dissertação, bem como uma descrição da estrutura geral da mesma.

1.1 - Motivação

Sendo a energia elétrica um bem essencial nas nossas sociedades, é crucial que os SEE's tenham capacidade para satisfazer a procura, com critérios de fiabilidade, económicos e ambientais adequados. Devem, por isso, dispor de reservas suficientes para que se mantenham índices de fiabilidade dentro de valores adequados ao bom funcionamento dos sistemas, tendo estes a capacidade de responder a variações da procura, a avarias, incidentes na rede e, ainda, à variabilidade da geração renovável.

Apesar da constante aposta na disseminação de medidas de eficiência energética na tentativa de controlo do aumento do consumo de energia, o que é certo, é que o consumo de eletricidade tem vindo a aumentar nas últimas décadas, sendo expectável que os valores do consumo de energia elétrica em 2050 dupliquem os registados em 2010 [1]. Assim sendo, será necessário o incremento de mais grupos geradores no sistema e/ou a atualização dos existentes. Nos últimos anos têm vindo a acentuar-se as preocupações ambientais. Por conseguinte, o uso de combustíveis fósseis na geração e a consequente produção de Gases de Efeito Estufa e, acrescentando ainda, a possível escassez desses recursos, são fatores que fazem com que exista a necessidade de mudar a base do sistema electroprodutor. A União Europeia em colaboração com “A União da Indústria de Eletricidade - EURELECTRIC”, estabeleceu metas com o objetivo de que os países pertencentes à União Europeia atinjam uma redução de 75% na concentração de dióxido de carbono até 2050, e atinjam a neutralidade de carbono [1].

A implementação de medidas de eficiência energética e a produção de energia através de fontes renováveis são as formas que o setor elétrico tem para contribuir para estas metas.

Em Portugal é realizado já há vários anos o estudo para o descomissionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego, assim como a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro. A escolha das datas para o descomissionamento destas centrais, assim como quais as tecnologias de geração que devem colmatar este descomissionamento são fatores decisivos no impacto que a saída de funcionamento destas centrais apresentará na fiabilidade do sistema.

A aposta na renovável, principalmente na renovável variável (eólica e solar), coloca vários pontos de interrogação no que à fiabilidade e operação do sistema diz respeito, uma vez que, como o

nome indica não existe a possibilidade de controlar totalmente a sua produção, tendo em conta que estas apresentam uma grande variabilidade de recursos primários diretamente relacionados com as condições meteorológicas existentes [2]. Desta forma, existe a necessidade constante de ter reservas suficientes para que, dependendo dos níveis de geração renovável variável existentes, seja possível manter níveis de fiabilidade que não comprometam o SEE.

Os estudos de fiabilidade na geração determinam, nomeadamente, as reservas que o sistema deve possuir para garantir a qualidade e continuidade do serviço de forma satisfatória e economicamente viável [3].

1.2 - Objetivo

O objetivo desta dissertação passou pela criação de uma ferramenta que permitisse o cálculo do IMR, para diferentes cenários de evolução do SEN, de modo a ser possível analisar o impacto na fiabilidade do mesmo.

Pretende-se também perceber a possível relação existente entre o IMR e o ICP, já que o método utilizado para o cálculo deste índice no caso nacional não é divulgado.

De um modo muito concreto pretendeu-se realizar uma análise à fiabilidade do SEN utilizando o IMR, para os diferentes cenários:

- Diferentes possibilidades temporais para o descomissionamento do carvão (central de Sines e do Pego) e da Tapada do Outeiro (central de ciclo combinado a gás natural).
- Diferentes trajetórias relativas ao aumento da capacidade instalada.
- Diferentes possibilidades de evolução do consumo.
- Diferentes regimes hidrológicos.

Criar uma aplicação para simulação da disponibilidade de solar e eólica que permite alimentar uma ferramenta já existente que possibilita o cálculo de vários índices de fiabilidade através de simulações de Monte Carlo (SMC) [4].

Realizar uma comparação qualitativa da evolução do IMR com os índices tradicionalmente calculados no que à fiabilidade do sistema concerne, e que serão disponibilizados pela ferramenta mencionada no parágrafo anterior.

1.3 - Esboço

Esta dissertação encontra-se dividida em seis capítulos.

Após esta introdução, no capítulo 2 encontra-se uma revisão de literatura a vários aspetos importantes, que possibilitam uma melhor compreensão dos restantes capítulos. Ademais, no final desse capítulo são apresentados alguns estudos recentes que abordam temáticas como a fiabilidade dos sistemas e a modelação da renovável variável.

No capítulo 3 encontram-se descritas as funcionalidades da ferramenta desenvolvida para o cálculo do IMR, assim como a validação da mesma através de uma análise retrospectiva ao SEN. É realizado ainda o cálculo do IMR para os valores reais de geração e procura de 2008 a 2019.

No capítulo 4 são explicadas as várias funcionalidades que a ferramenta relativa à modelação da variável renovável (eólica e solar) apresenta, assim como algumas análises retrospectivas ao SEN provenientes dos resultados consequentes da ferramenta.

O capítulo 5 é relativo ao caso de estudo realizado, onde é feita uma apresentação do caso de estudo e realizada uma análise de adequação utilizando o IMR para várias trajetórias possíveis de evolução do SEN.

Por fim, no capítulo 6 encontram-se as principais conclusões relativas a esta dissertação, para além de se sugerir alguns trabalhos com potencial interesse a serem realizados no futuro.

Capítulo 2. Revisão da literatura

Neste capítulo estão resumidos alguns aspetos teóricos importantes para a compreensão desta dissertação, tais como alguns conceitos relevantes relativos à fiabilidade, que permitem uma melhor perceção tanto das ferramentas criadas (cálculo do IMR e modelação da variável renovável) como alguns aspetos referentes à ferramenta a que é feito o ajuste da modelação da variável renovável (Ferramenta de teste) [4].

Será também apresentado um conjunto de estudos recentes relacionados com a fiabilidade dos sistemas e, sobretudo com a disseminação das variáveis renováveis nos SEE.

2.1 - Sistema Elétrico de Energia

Os SEE apresentam uma elevada complexidade, uma vez que se tratam de sistemas com um elevado número de equipamentos e instalações, que se encontram distribuídos por grandes áreas geográficas e que necessitam de ser controlados. A reduzida capacidade de armazenamento ou a dificuldade nas interligações são fatores que influenciam a complexidade do SEE [5].

É habitual dividir o SEE em 4 partes: produção, transporte, distribuição e consumo. Para sistemas em que essa divisão leva também à existência de entidades diferentes em cada função, é habitual identificarem-se as funções de operação de sistema e operação de mercados.

Tradicionalmente a produção de energia elétrica era essencialmente assegurada pelas centrais térmicas e hídricas, com recurso a grupos síncronos. Contudo, uma vez que as centrais térmicas trazem consequências ambientais negativas, a tendência é a de tentar reduzir ao máximo este tipo de centrais que têm como combustível o carvão e o gás natural.

A geração hídrica apresenta uma grande importância para os SEE, na medida que é proveniente de uma fonte renovável e é responsável por uma elevada produção de energia elétrica. Para além deste fator, algumas das centrais hídricas apresentam várias vantagens tais como o facto de terem tempos de resposta rápidos - menos de 5 minutos – proporcionando, assim, uma grande flexibilidade ao sistema e ainda a possibilidade em algumas delas, através da bombagem fazer o “armazenamento” de energia.

Para além destes dois grandes grupos de produção, têm sido fortemente exploradas a energia solar e a energia eólica. No caso de Portugal, a energia eólica tem contado com um forte investimento, atingindo cerca de 44% da produção total em junho de 2014 [6]. Já a geração solar instalada aumentou de 906 MW em 2019, para 1030 MW em 2020 e estima-se que nos próximos anos apresente um crescimento exponencial [7].

A grande disseminação deste tipo de geração traz de facto grandes benefícios, especialmente ambientais, tendo em consideração que provêm de fontes renováveis. Porém, devido à elevada

variabilidade das suas fontes primárias e não serem despacháveis, a sua inclusão nos SEE levanta desafios acrescidos.

2.2 - Análise de Fiabilidade

2.2.1 - Índices de fiabilidade

A fiabilidade é a capacidade de um dispositivo ou sistema realizar a função requerida nas condições de operação desejadas por um período pré-especificado [3]. A fiabilidade de um SEE baseia-se na capacidade de proporcionar aos consumidores um serviço com qualidade satisfatória tendo em conta, por exemplo, a continuidade do serviço e a garantia dos serviços de sistema necessários (controlo de tensão/frequência). É de salientar que a fiabilidade tem custos, havendo sempre a necessidade de ponderar a relação fiabilidade/custo tanto para o consumidor como para a operadora da rede. Em SEE uma das contribuições para tais custos é a necessidade de redundância (reservas).

Na fiabilidade dos SEE existem dois conceitos que devem ser tidos em conta - adequação e segurança [8]. Adequação está relacionada com a existência da capacidade suficiente para satisfazer a procura, enquanto que a segurança é a capacidade que o sistema tem para responder a perturbações que podem acontecer nos sistemas.

Várias técnicas foram desenvolvidas para lidar com os problemas de adequação no SEE. As duas abordagens principais recorrem a métodos determinísticos e a métodos probabilísticos.

Os métodos deterministas são métodos simples para medir a adequação do SEE. Estes métodos já foram usados exhaustivamente no passado por empresas de eletricidade. Todavia, o uso de conceitos e regras nas suas abordagens já pré-definidos, com base em experiências passadas não levando em conta a variabilidade de alguns componentes do sistema, tornaram estas regras atualmente menos interessantes.

Dois dos métodos determinísticos habitualmente utilizados pelas operadoras do sistema para definir quais as reservas necessárias para o SEE são:

- Considerar o valor da reserva igual a uma percentagem da ponta de consumo mais uma percentagem atribuída para a eólica em funcionamento.
- Considerar o valor da reserva igual à capacidade do maior grupo gerador.

O IMR (Índice de margem de reserva) também conhecido por Índice de Cobertura (IC) é um índice que pode ser enquadrado nos estudos de adequação, uma vez que o seu resultado indica a reserva que o sistema tem disponível para fazer face à procura. Este índice deve ser sempre superior a 1, caso

contrário, isto indica que a capacidade instalada não é suficiente para satisfazer as necessidades do sistema.

Este índice apresenta como fórmula base a mesma que a utilizada no cálculo do IC, como se pode observar na equação 2.2.

$$P_{disponivel} = P_{totalinstalada} + (0,10 * x) - y \quad (2.1)$$

$$IMR = \frac{P_{disponivel}}{Ponta\ dos\ consumos + Reservas} \quad (2.2)$$

onde:

x representa a capacidade de interligação.

y representa toda a potência instalada que não está disponível, pelos mais diversos fatores desde avarias até à falta de energia primária, o que acontece constantemente com as fontes de energia renovável.

Este é um dos índices mais importantes a ter em conta na medida em que é o objeto de estudo central desta dissertação. Será alvo de vários estudos e permitirá obter resultados relativos à capacidade instalada que o sistema elétrico português terá futuramente de ter para satisfazer a carga prevista, segundo várias trajetórias tanto de capacidade instalada como de carga.

O método utilizado atualmente em Portugal é o ICP. Este índice probabilístico é utilizado na vertente de adequação nas avaliações das condições de segurança do sistema elétrico nacional [9].

O ICP é um indicador que avalia a adequação da potência do SEE de forma a cobrir a ponta da procura de eletricidade. Este indicador segue duas vertentes. Na primeira considera uma probabilidade de excedência de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos). Na segunda considera uma probabilidade de excedência de 99% (1 ocorrência a cada 100 anos). De notar que, para efeitos do cálculo do ICP, é considerada uma contribuição de 10% da capacidade de interligação. O resultado do ICP nunca deve ser inferior a 1 de modo a garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica.

Este indicador probabilístico, revela-se mais eficaz quando aplicado aos convencionais sistemas mistos (hídricos mais termoelétricos) do que quando existe uma grande penetração de renovável variável, já que não está tão preparado para lidar com as variações de disponibilidade. De referir que não está disponível qual é a contribuição da renovável variável no cálculo do ICP em Portugal.

Os métodos probabilísticos permitem o cálculo de diversos índices de fiabilidade considerando o carácter estocástico de alguns componentes dos SEE.

A figura 2.1 mostra a disposição para os vários índices de fiabilidade.

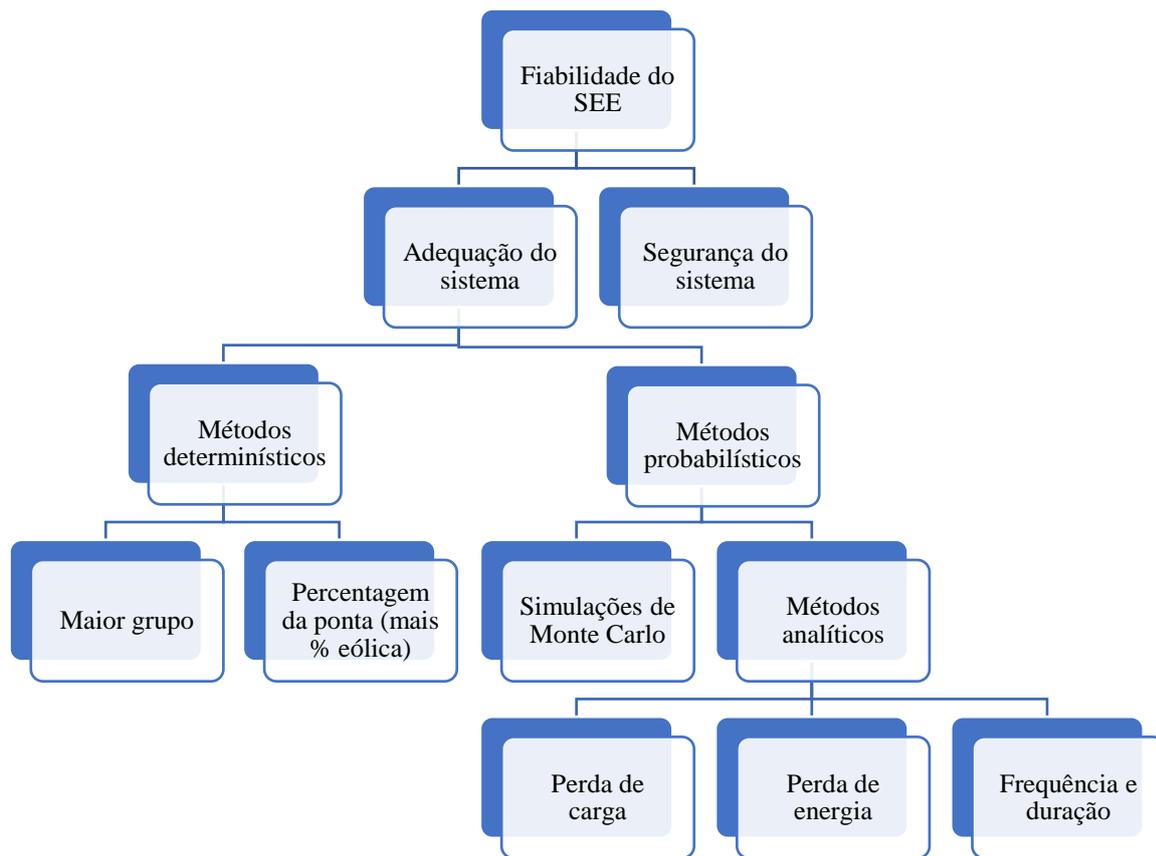


Figura 2.1 - Diferentes métodos para o cálculo dos índices de fiabilidade ([3], [8], [10], [11], [12])

Índices de fiabilidade associados a cada um destes métodos analíticos [3], [8], [10], [11], [12]:

- Perda de carga:
 - LOLP – *Loss Of Load Probability*;
 - LOLE - *Loss Of Load Expectation*;
- Perda de energia
 - LOEE - *Loss Of Energy Expectation*;
 - EENS - *Expected Energy Not Supplied*;
 - EIR - *Energy Index of Reliability*;
- Frequência e duração:
 - LOLF - *Loss Of Load Frequency*;
 - LOLD - *Loss Of Load Duration*.

De entre os índices atrás mencionados, serão abordados mais aprofundadamente os referentes à perda de carga, uma vez que são os utilizados mais frequentemente.

Como o nome indica LOLP é a probabilidade de ocorrer perda de carga. Só existe perda de carga quando a procura é superior à geração disponível. Este é um dos indicadores mais utilizados mundialmente e dá uma indicação sobre a insuficiência de capacidade de geração. Já a LOLE indica o

tempo (tipicamente horas/ano, horas/dia, dias/ano) durante o qual é esperado que a geração não consiga alimentar a totalidade da carga [8], [13], [14]. Este índice é ainda mais utilizado que o anterior na prática dado que o seu resultado é mais facilmente perceptível.

$$LOLP = \sum_j P[C_A = C_j] * P[L > C_j] \quad (2.3)$$

$$LOLE = LOLP * T \quad (2.4)$$

onde:

P probabilidade de

L carga esperada

C_A capacidade de geração disponível

C_j capacidade de geração disponível num dado estado do SEE

T intervalo de tempo

$T=365$ dias, para o caso deste ser o intervalo de tempo considerado. Por exemplo, para uma $LOLP=0.011$, o valor da $LOLE$ seria igual a 4.015 dias/ano. Este resultado indica que num ano esperadamente ocorreria perda de carga em 4.015 dias. O valor internacionalmente considerado para a $LOLE$ é de 0.1dias/ano, valor este que indica, que esperadamente em 10 anos não se conseguiria satisfazer a carga apenas durante um dia [15].

2.2.2 - *Well-Being Analysis*

Para além dos dois tipos de abordagens, determinísticos e probabilísticos, é possível optar por outro tipo de abordagem – *Well-Being Analysis* (WBA) – que incorpora o critério determinístico em uma estrutura probabilística, fornecendo assim informações sobre o sistema e realizando uma avaliação de risco [16]. Os indicadores de risco $LOLE$ e $LOLP$ não distinguem explicitamente o estado do SEE, no sentido em que se considera que só há perda de carga quando a perda de geração é superior às reservas. O WBA permite avaliar o estado do SEE quer em termos de perda de carga quer em termos de ter ou não ter um nível de reservas considerado adequado.

Para o funcionamento do SEE existe a necessidade permanente de que a equação 2.5 seja sempre verdadeira.

$$\text{Geração} = \text{Procura} + \text{Perdas} \quad (2.5)$$

Para tal são necessárias reservas que estão normalmente divididas em três tipos:

1. Reserva de regulação primária ou reservas de contenção da frequência – consiste na atuação do regulador de velocidade da turbina motivada pela ocorrência de um desvio de frequência do sistema elétrico, com o objetivo de ajustar a potência do grupo gerador. A estabilização da frequência num valor aceitável deverá ocorrer num intervalo temporal compreendido entre os 10 e os 30 segundos [17].
2. Reserva de regulação secundária ou reservas de reposição da frequência – usada para restaurar o equilíbrio do sistema, repondo assim a frequência de novo no seu valor nominal. Estas reservas são atuadas no máximo 30 segundos após o distúrbio e podem ficar ativas até 15 minutos após o evento [17].
3. Reserva de regulação terciária ou reserva de substituição – estas reservas passam a fornecer a potência necessária para que seja possível repor as reservas de regulação secundária, de forma a que estas estejam disponíveis no próximo desvio de frequência. São também responsáveis por manter o equilíbrio de potência nas interligações repondo, por conseguinte, a variação que ocorreu durante o evento. Têm tempos de atuação que podem ir de minutos (aproximadamente 15 minutos) até horas e são controladas manualmente e ativas localmente [17].

Para este tipo de abordagem é especificada uma margem de reserva usando técnicas probabilísticas e/ou critérios determinísticos, como por exemplo, a perda do maior grupo gerador; ou uma percentagem da procura acrescentada de uma percentagem de eólica, entre outros [18], [19].

Este tipo de abordagem (WBA), apresenta três índices, um por cada um dos três estados possíveis do sistema:

- Probabilidade de o sistema estar saudável – $P(H)$;
- Probabilidade de o sistema estar no estado marginal - $P(M)$;
- Probabilidade de risco – $P(R)$.

Estes são os três estados em que o sistema se pode encontrar quando tem uma avaliação WBA. No estado $P(H)$ o sistema tem capacidade de reserva suficiente para satisfazer o critério utilizado para a determinação das reservas. No estado $P(M)$ o sistema funciona em condições normais (não há perda de carga) mas na região marginal ou estado de alerta, uma vez que não apresenta reservas suficientes para satisfazer o critério especificado. Um aumento de carga poderia colocar o sistema no estado de risco. Este estado de risco $P(R)$ é caracterizado por uma probabilidade de perda de carga (LOLP), ou por uma perda de carga esperada (LOLE). Isto significa que o sistema pode não ser capaz de satisfazer sempre toda a procura [19].

Um sistema pode estar no estado de risco ou marginal devido à falha de unidades geradoras ou, então, ao aumento de carga. Também pode acontecer o oposto, ou seja, o sistema pode passar do estado

marginal ou de risco para um estado saudável quando a procura diminui ou são adicionadas novas unidades geradoras [16].

$$P(H) + P(M) + P(R) = 1 \quad (2.6)$$

Como é expectável, sendo apenas estes três os estados possíveis do SEE a soma das probabilidades de estar nesses estados deve ser igual à unidade. Tal pode ser observado pela equação 2.6.

2.3 - Crédito de capacidade e Fator de capacidade

Uma questão essencial nas renováveis variáveis é a sua disponibilidade e o impacto no cálculo dos índices de risco. Ou seja, além da probabilidade de os equipamentos avariarem há necessidade de levar em conta a disponibilidade da fonte primária. Uma das formas é considerar o chamado crédito de capacidade.

O crédito de capacidade (CC) é um conceito utilizado para definir qual a contribuição da geração intermitente para a fiabilidade do SEE. O CC de uma fonte renovável representa a quantidade de geração convencional que podemos substituir por essa fonte renovável, sem diminuir os índices de fiabilidade [20].

É tipicamente utilizado aquando do planeamento de expansão dos sistemas de geração, pois se o CC atribuído a uma renovável for muito baixo ou zero, indica que será necessário instalar a mesma (no caso de ser zero), ou praticamente a mesma quantidade de geração convencional (térmica) de forma a manter os níveis de fiabilidade do sistema.

O CC pode ainda variar muito de acordo com a agregação que se considera, uma vez que se, se considerarem por exemplo, os parques eólicos de forma separada o CC pode ser muito diferente (tipicamente inferior) do que se forem considerados todos os parques como se fosse apenas um (tipicamente superior). Isto acontece, pois quanto maior for a disseminação e distribuição dos parques, menor é a probabilidade de o recurso se encontrar indisponível em todos eles.

O fator de capacidade de qualquer sistema de geração pode ser definido como a energia produzida num intervalo de tempo dividida pela energia máxima possível de gerar nesse mesmo período [21].

O fator de capacidade é utilizado frequentemente devido à facilidade de compreensão dos resultados obtidos e pode ser calculado de acordo com a equação 2.7.

$$\text{Fator de capacidade} = \frac{\text{Energia anual produzida}}{8760 * P_{\text{instalada}}} \quad (2.7)$$

Desta forma, quanto mais próximo da unidade se encontrar o resultado proveniente desta equação, mais próxima esteve a tecnologia em questão de estar a produzir constantemente energia elétrica perto da sua máxima capacidade. De referir que, no caso da geração síncrona convencional, este fator pode ter valores próximos da unidade, sendo a ocorrência de avarias ou de operações de manutenção impeditivo de atingir esses valores. Também a não competitividade de alguma síncrona nos mercados de energia pode fazer com o FC se afaste da unidade. No caso das renováveis variáveis será a indisponibilidade da fonte primária um dos principais fatores a contribuir para baixar o valor do FC.

2.4 - Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é um método computacional que utiliza simulações massivas, recorrendo a variáveis aleatórias, para obter resultados para os valores de vários componentes dos SEE's (valores esses à partida determinísticos), que têm impacto na fiabilidade do sistema. É um método utilizado em diversas áreas como a Engenharia, Estatística e Finanças, onde vários problemas são resolvidos através deste método [22].

As SMC podem ser classificadas como cronológicas/sequenciais, ou não cronológicas/não sequenciais.

Nas SMC cronológicas é utilizado um modelo matemático que permite gerar uma série temporal com estados possíveis dos geradores (considerando avarias e reparações), sendo o estado do sistema determinado sequencialmente. Isto é, os estados de cada componente são apresentados sequencialmente por vários períodos, simulando a cronologia presente na operação do sistema. Para além disso, é ainda possível simular a disponibilidade do recurso primário, se for necessário (como no caso das renováveis variáveis).

A abordagem cronológica tende a obter resultados mais precisos quando comparada com a não cronológica na presença de elementos variáveis no tempo. A grande vantagem da abordagem cronológica é a manutenção da relação cronológica entre os dados que caracterizam os diversos componentes do SEE, por exemplo a disponibilidade de eólica e a procura. O inconveniente das SMC cronológicas é o facto de apresentarem um elevado nível de exigência computacional, podendo para sistemas muito grandes tornar inviável o seu uso.

Para as SMC não cronológicas são tidos em conta todos os estados possíveis que o sistema pode assumir durante um intervalo de tempo, sendo o resultado uma amostra aleatória de todos esses possíveis estados, ou seja, é obtido o estado para cada componente e o estado do sistema é determinado por ordem

não cronológica (usando a TPPG, por exemplo). Esta abordagem não apresenta custos computacionais tão elevados quando comparados com a cronológica, contudo a presença de elementos variáveis no tempo é uma limitação ao método não cronológico [22].

2.5 - Estudos recentes

A geração eólica e solar são, sem dúvida, duas apostas no aumento de capacidade de geração em muitos SEE pelo mundo fora. Na medida em que têm como fonte primária o vento e o sol respetivamente, fontes inesgotáveis e presentes em todo o mundo, os impactos ambientais diretos da produção de energia elétrica provenientes destas fontes são reduzidos. Assim sendo é natural que exista uma grande variedade de pesquisas sobre as questões de fiabilidade que se levantam quando se fala na integração deste tipo de produção renovável.

Em “*Future generation adequacy of the Hungarian power system with increasing share of renewable energy sources*” [23], foi utilizado uma abordagem probabilística que permite realizar análises de adequação ao sistema electroprodutor Húngaro. Esta abordagem apresenta especial importância no caso de tecnologias com créditos de capacidade diferentes. O estudo apresenta diferentes possibilidades de evolução do sistema electroprodutor Húngaro, calculando índices como a LOLP e LOLE, de modo a realizar análises de adequação para as diferentes possibilidades de evolução.

A tecnologia de geração renovável com maior impacto no país é a eólica, uma vez que existia ainda pouca disseminação de geração solar no país. A geração hídrica Húngara apresenta pouca capacidade de geração, uma vez que a geração hídrica instalada corresponde a fio de água, sem capacidade de bombagem. De modo a perceber os CC a utilizar na análise prospetiva do sistema, foram estudados os comportamentos retrospectivos do sistema, contudo a geração solar, foi tida em conta de forma bastante simplificada, devido à pouca capacidade solar instalada no país e a existência de poucos dados referentes a esta.

O estudo concluiu que na necessidade de ampliação ou substituição de alguma fonte de geração, a eólica era a escolha a realizar. Os créditos de capacidade para a eólica foram calculados tendo como base um histograma da produção eólica e subseqüentemente a construção da sua TPPG. Ainda assim, os resultados do estudo apresentam apenas valores aproximados, uma vez que não foram tidos em conta alguns fatores como a relação existente entre o vento e a carga e, ainda, a relação entre a quantidade de vento e as diferentes estações do ano.

Um estudo semelhante ao anterior é o relatório efetuado anualmente em Portugal “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional” [24]. Neste relatório são apresentadas anualmente várias trajetórias para a capacidade instalada do sistema, bem como diferentes possibilidades para o consumo. Apesar de não ser referida a forma como são feitas as simulações para

o cálculo do ICP, ou mesmo da própria LOLE, pelos resultados obtidos é possível perceber que o crédito dado as renováveis variáveis (solar e eólica) é muito baixo e, portanto, a contribuição atribuída a estes dois recursos para o cálculo dos índices de risco é muito baixa. Por outras palavras, de forma a garantirem a não sobrevalorização dos recursos, o que poderia levar a falhas no sistema, o crédito de capacidade para ambas as tecnologias é muito reduzido.

A tentativa de modelação das renováveis variáveis com o objetivo de avaliar a fiabilidade do sistema é algo que é estudado com uma elevada frequência e que pode ser verificado com o número elevado de estudos que se encontram na literatura. Uma das formas de modelar a geração eólica é agrupando todas as unidades geradores num modelo multiestado equivalente de Markov, onde apenas são necessárias informações como a taxa de avarias e reparação, diagramas com a velocidade do vento e, ainda, as características de conversão de potência das máquinas [2].

O estudo reportado em “*A review of the state-of-the-art in wind-energy reliability analysis*” é mais um de entre vários, que tem como objetivo a modelação da energia eólica, mas de uma forma diferente, utilizando a taxa de avarias e reparações para cada componente da turbina eólica. São avaliados vários fatores como o desgaste, o envelhecimento, a fadiga, a resistência, etc., de vários componentes da turbina eólica. São analisados um total de 12 componentes da máquina. Este estudo teve em linha de conta apenas a possibilidade de falhas da máquina devido a avarias e descartou parâmetros como a disponibilidade, as consequências da falha do equipamento e as condições de vento [25].

O uso das *Well-Being analysis* (WBA) tem vindo a crescer devido, sobretudo, ao facto de estas apresentarem uma caracterização do SEE também em termos de adequação das reservas disponíveis e não apenas em termos de perda de carga. No estudo “*Wind integrated power system well-being analysis*”, os autores utilizam o método cronológico através das simulações de Monte Carlo e as WBA para avaliar o impacto da substituição de uma unidade de geração convencional por uma unidade de geração eólica. Foi utilizado um modelo autorregressivo de médias móveis (ARMA) para modelar a energia eólica e foram simuladas as velocidades do vento através das simulações de Monte Carlo. Os autores concluíram que a elevada penetração de eólica poderia vir a colocar em causa a segurança do sistema, apesar de o nível de adequação do sistema se manter. Isto deve-se fundamentalmente pelo facto de o CC atribuído à geração eólica relativamente à segurança do sistema ser bastante inferior em comparação com o atribuído para a adequação do mesmo [26]. Contudo, os CC utilizados não foram disponibilizados, sendo apenas apresentados os resultados finais das simulações.

Apesar de o foco geral da dissertação não ter em consideração a questão da diminuição da inércia presente nos SEE devido à penetração de eólica e solar é também um fator interessante, existindo já vários estudos relativos a esta questão.

O estudo reportado “*Evaluating rotational inertia as a component of grid reliability with high penetrations of variable renewable energy*”, tem como objetivo calcular a inércia presente no sistema para diversas situações. Os autores usaram como caso de estudo o estado do Texas (Estados Unidos

América) e, a partir da potência instalada para cada tipo de geração, é calculada a inércia presente em cada um deles. É possível observar que depois de várias simulações e dependendo do tipo de geração presente, quanto maior a penetração de solar e eólica menor será a inércia presente no sistema, podendo até colocar este em risco de apresentar um funcionamento estável [27].

No estudo “Modelagem e Simulação de Unidade Eólica para Estudos de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica” é realizada uma análise aprofundada do sistema de geração eólica, desde a constituição da própria turbina até à relação entre as velocidades do vento e a potência extraída de cada turbina. Para isso foi criada uma ferramenta no simulador ATP que, para distintas condições da fonte primária de energia, possibilita a obtenção do comportamento da turbina em termos de tensão e corrente resultantes dessas mesmas variações na fonte primária. O estudo contemplou três formas distintas do comportamento do vento: caso 1, “vento comportado”; caso 2 vento com turbulência; por fim, caso 3, sendo este um caso extremo com elevadas rajadas e situações de rampa elevadas. Este último foi o que apresentou maiores distúrbios ao controlo da turbina, mas mesmo assim, não afetou a qualidade de energia gerada. De referir que em termos de fiabilidade foi possível concluir que o caso 1 era o que apresentava melhores índices de risco, havendo um aumento crescente para o caso 2 e finalmente para o caso 3. [28].

Capítulo 3. Ferramenta Desenvolvida para o Cálculo do IMR

De forma a ser possível efetuar análises e estudos de fiabilidade, foi criada uma ferramenta que permite proceder ao cálculo do IMR segundo a abordagem proposta pela Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E). Possibilitando assim, simular cenários previstos para o setor elétrico português e comparar os resultados obtidos para o IMR com os resultados do ICP reportados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E).

A ferramenta foi desenvolvida em ambiente MATLAB®, mais especificamente na funcionalidade gráfica disponibilizada APP Designer, que combina o poder de computação matemática MathWorks® com a capacidade de criação de conteúdo gráfico.

De modo a agrupar mais facilmente e de maneira intuitiva a grande quantidade de dados necessária foi utilizado o Microsoft Excel®, que tem a capacidade necessária para armazenar tanto os valores de entrada como de saída quando assim é necessário.

Nos subcapítulos seguintes será descrito o método que permite realizar a implementação e validação da ferramenta.

É possível encontrar ao longo deste capítulo referências a imagens/gráficos que se encontram presentes no apêndice A e Anexos, sendo referidas com A.x em que A é o apêndice A e x é o número da figura. Para o leitor interessado é também possível encontrar no apêndice A algumas análises extra às realizadas neste capítulo.

De notar que um dos objetivos do trabalho é fazer uma avaliação prospetiva em termos de IMR do sistema electroprodutor português de 2020 a 2040. Nesse sentido, começar-se-á por validar a implementação que foi feita da metodologia da ENTSOE para o cálculo do IMR usando os anos de 2016-2019 e comparando o IMR obtido com o ICP apresentado no RMSA-E. Esta implementação e validação será efetuada neste capítulo. Depois de realizada a validação serão também apresentados os resultados do IMR para os anos de 2008-2019, utilizando como base os dados reais da capacidade instalada e os diagramas de carga respetivos.

3.1 - Estrutura/Características

A ferramenta permite efetuar o cálculo do IMR tendo como base a metodologia proposta pela ENTSO-E, para diferentes parametrizações. Estes cálculos são efetuados tanto para análises retrospectivas como para análises prospetivas.

Na figura A.1 pode-se observar o processo de seleção da ferramenta (faz parte de uma plataforma comum a uma segunda ferramenta, criada para tratamento de dados da renovável variável,

que será apresentada no capítulo 4). Enquanto que na figura A.2 é possível observar todos os separadores que compõem esta ferramenta.

Encontram-se em anexo a esta ferramenta, 3 ficheiros em formato ‘xlsx’, ou Excel, sendo que dois deles (‘dados’, ‘capacidadeinstalada’) armazenam apenas parâmetros de entrada pré-estabelecidos para as diferentes análises oferecidas pela ferramenta, bem como os parâmetros para a sua validação. O ficheiro ‘Insere_dados’ é o local para onde o utilizador é redirecionado quando pretende fazer a inserção dos seus próprios valores.

Todos os dados existentes de geração e procura foram obtidos diretamente do site oficial das Redes Energéticas Nacionais (REN) e dos RMSA-E [24], [9], [29], [30]. Parte deles foram, inclusive, comparados com fontes externas e é assumido o pressuposto de que estes estão corretos.

3.2 - Metodologia

Para o cálculo do IMR é implementada a metodologia proposta pela ENTSO-E. Para tal são usados os relatórios bianuais disponibilizados pela ENTSO-E, nos quais é feita uma análise de adequação da capacidade instalada relativamente aos consumos para vários países, entre os quais, Portugal [31], o que permite construir diferentes cenários de acordo com a contribuição das renováveis.

Os anexos 1, 2 e 3, mostram o relatório de perspetiva de Inverno de 2015-2016, onde se podem observar dados, tais como a capacidade total e individual instalada por tecnologia, geradores em manutenção e, ainda, verificar para cada tipo de tecnologia qual a capacidade considerada disponível, tanto para condições normais como para condições severas de funcionamento.

Procedendo ao estudo de todos os relatórios existentes disponibilizados pela ENTSO-E, efetuou-se o cálculo das disponibilidades, consideradas para condições normais e para condições severas de funcionamento. Estas condições severas têm como pressuposto uma menor disponibilidade para as diferentes tecnologias e também um aumento da procura prevista.

De forma a obter um maior rigor, esta análise foi separada entre Verão e Inverno, para acautelar, variações sazonais, especialmente no caso da geração solar e hídrica. De referir que esta é uma estratégia comumente usada quando se trabalha com dados de renováveis.

Na tabela 3.1 e tabela 3.2 encontram-se os resultados agregados provenientes desse mesmo estudo para o caso português. Estes resultados apresentam as percentagens de disponibilidade para cada tipo de tecnologia e a potência tipicamente não considerada devido a indisponibilidades. É possível encontrar na figura A.3 e figura A.4 uma análise mais detalhada destes mesmos resultados, onde é possível observar estes mesmos dados, mas para cada relatório disponibilizado pela ENTSO-E.

Tabela 3.1 - Percentagem da potência instalada considerada disponível para cada tecnologia segundo a ENTSO-E para Portugal

Tecnologias de geração	Condições normais (%)		Condições severas (%)	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Hídrica	84,14	61,36	64,96	46,81
Bombagem	90,59	94,19	83,80	91,52
Eólica	24,03	18,90	3,14	5,23
Biomassa	59,58	56,89	50	50
Solar	5,21	35,15	2	24,16
Carvão	100	100	100	100
Gás Natural	92,80	81,62	90,99	78,71
Outras não renováveis	54,96	66,67	49,55	66,67
Outras PRE	100	100	100	100
Interligações	10	10	10	10
Aumento carga	-	-	105,96	107,22

Tabela 3.2 – Potência não disponível para condições normais e severas de funcionamento segundo a ENTSO-E para Portugal (Inverno/Verão)

	Condições normais (MW)		Condições severas (MW)	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Manutenção	90	686,67	90	686,67
Interrupções	253,57	253,57	253,57	253,57
Serviços de sistema	737,86	737,86	737,86	737,86

De realçar que do estudo realizado anteriormente aos relatórios de perspetiva disponibilizados pela ENTSO-E foi possível perceber que as parametrizações utilizadas para cada país são diferentes entre si. Como para a análise prospetiva ao caso português as estimativas indicam um grande aumento da capacidade instalada essencialmente eólica e solar, foram realizadas também análises às parametrizações utilizadas pela ENTSO-E para outros países relativamente a estas duas tecnologias de geração.

Foi então realizado um estudo das parametrizações para a geração eólica e solar para mais três países. São eles Espanha, França e Alemanha, sendo que os dois primeiros foram escolhidos por apresentarem condições climáticas semelhantes a Portugal, enquanto que no caso da Alemanha, esta foi selecionada pois atualmente apresenta uma elevada penetração dessas tecnologias no seu sistema electroprodutor. Na tabela 3.3 encontram-se os resultados provenientes do estudo mencionado.

Tabela 3.3 - Percentagem da potência instalada considerada disponível para a eólica e solar segundo a ENTSO-E e capacidade instalada verão de 2019

Tecnologias de geração e país	Condições normais (%)		Condições severas (%)		Capacidade instalada (GW)
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	
Eólica Portugal	24,03	18,90	3,14	5,23	5,07
Solar Portugal	5,21	35,15	2	24,16	0,27
Eólica Espanha	26,53	17,78	7,41	7,31	24,5
Solar Espanha	2,85	28,15	1,22	20,17	6,1
Eólica França	24,61	11,73	7,35	2,27	14,95
Solar França	0,74	15,74	0,23	10,55	8,8
Eólica Alemanha	19,71	9,73	3,35	1,29	54,83
Solar Alemanha	0,25	10,36	0,06	6,73	47,56

Analisando a tabela 3.3 pode-se desde já perceber que as parametrizações estabelecidas para a geração eólica e solar pela ENTSO-E para o caso de Portugal e Espanha apresentam valores ligeiramente similares. Já para o caso de França e Alemanha o crédito atribuído pela ENTSO-E para as duas tecnologias é menor, sobretudo para a Alemanha.

Foi possível perceber ao realizar uma análise aos dados da geração de 2008 a 2019, que anualmente existe uma grande quantidade de horas em que produção total das tecnologias eólica e solar é muito baixa. Tendo isto em mente, foi realizada uma análise extra de forma a tentar perceber a existência de uma eventual complementaridade entre a geração eólica e solar que permitisse obter um crédito de capacidade para as duas tecnologias em conjunto mais elevado. Ademais foram ainda tidos em conta os diagramas de carga que ocorreram nesses mesmos anos, onde se tentou perceber se estas percentagens de disponibilidade mais reduzidas poderiam ter acontecido em horas com cargas baixas o que conduziria a um impacto inferior no sistema.

Os resultados do crédito de capacidade para a geração eólica e solar em conjunto para os períodos com maior carga (60%, 70%, 85%) encontra-se disponível na tabela 3.4. A título de exemplo nesta tabela, CC 85% é o CC atribuído quando se consideram apenas os 85% intervalos com maior carga, ou seja, são retirados da análise os 15% de intervalos com menos carga.

Tabela 3.4 – Crédito de capacidade para a geração eólica e solar de 2008 a 2019

Anos	CC 85% (%)	CC 70% (%)	CC 60% (%)
2008	0,44	0,44	0,44
2009	0,27	0,90	0,90
2010	0,26	0,26	0,26
2011	0,13	0,13	0,13
2012	0,46	0,46	0,46
2013	0,16	0,16	0,16
2014	0,31	0,58	0,93
2015	0,39	0,62	0,62
2016	0,40	0,59	0,59
2017	0,41	0,41	0,44
2018	0,52	0,52	0,52
2019	0,56	0,56	0,56

É possível observar pelos resultados da tabela 3.4 que mesmo utilizando as duas tecnologias em conjunto de forma a existir uma eventual complementaridade, o CC para os anos representados é sempre inferior a 1% e na grande maioria das vezes próximo de 0. Por exemplo, em 2019 considerando apenas as horas cuja carga está dentro das 60% maiores cargas o CC é de 0,56%. Analisando também a parte relativa às cargas é de notar que apesar de em alguns anos o CC aumentar para cargas superiores, este aumento é um pouco irrelevante uma vez que mantém o CC sempre inferior a 1.

Com base nesta análise optou-se por definir numa das parametrizações possíveis, o CC de 0 para a geração eólica e solar.

Posto isto, no cálculo do IMR para além da parametrização proveniente da ENTSO-E para o caso português, serão então utilizadas 4 parametrizações extra. Convém realçar que estas parametrizações apenas são diferentes no caso da geração eólica e solar, mantendo todos os parâmetros das restantes tecnologias iguais ao estudo base presente na tabela 3.1. Pretende-se então perceber para além das diferenças que um CC diferente possa ter no resultado do IMR, qual a parametrização que apresenta resultados com maior semelhança ao ICP. De modo a facilitar a compreensão de qual das parametrizações está a ser utilizada, foram atribuídos os seguintes nomes:

- Parametrização 1 – Parametrização proveniente da ENTSO-E para o caso português (tabela 3.1).
- Parametrização 2 – Igual à parametrização 1, com exceção do CC da eólica e solar em que é utilizado o CC igual ao caso Espanhol.
- Parametrização 3 – Igual à parametrização 1, com exceção do CC da eólica e solar em que é utilizado o CC igual ao caso Francês.

- Parametrização 4 – Igual à parametrização 1, com exceção do CC da eólica e solar em que é utilizado o CC igual ao caso Alemão.
- Parametrização 5 – Igual à parametrização 1, com exceção do CC da eólica e solar em que é utilizado o CC igual a 0.

Neste capítulo encontram-se resultados para as parametrizações 1 e 5, contudo os resultados para as restantes podem ser encontrados no apêndice A.

É de salientar que uma vez que se pretendem realizar diferentes tipos de análises durante o caso de estudo, o cálculo do IMR anual poderá ser obtido segundo dois métodos distintos, em que o primeiro e mais utilizado realiza o cálculo do IMR semanal, sendo o IMR anual o mínimo dos índices calculados para todas as semanas desse mesmo ano (como sugerido no RMSA-E de 2013) [32]. No segundo método como se pretende um estudo com um enquadramento diferente dos anteriores, é calculado o IMR horário, sendo o IMR anual o mínimo dos resultados para todas as horas.

De seguida é realizada uma análise retrospectiva de forma a validar a metodologia utilizada para diferentes parametrizações

3.2.1 – Método 1 e validação (Parametrizações 1 e 5)

O cálculo do IMR para as parametrizações de 1 a 5 é realizado pelo método 1, ou seja, é realizado o cálculo do IMR semanal, sendo o IMR anual o mínimo dos índices calculados para todas as semanas desse mesmo ano.

A ferramenta criada permite analisar os resultados do IMR para as parametrizações estabelecidas pela ENTSO-E para condições normais e severas de funcionamento, e também para parametrizações com um diferente CC atribuído à geração eólica e solar. Para além da análise individual destes resultados é também realizada constantemente uma comparação dos mesmos com o ICP, de modo a perceber qual a conexão existente entre os resultados do IMR para as diferentes parametrizações e os valores de ICP reportados no RMSA-E de 2017 [9].

De referir que nos estudos reportados no RMSA-E são avaliadas quatro trajetórias de evolução do sistema elétrico português, podendo não haver uma coincidência de pressupostos na definição dessas trajetórias e dos pressupostos usados na ENTSO-E na definição das condições normais e condições severas.

De forma a validar a ferramenta, foram utilizados para o cálculo do IMR, dados provenientes do RMSA-E de 2017 [9] relativos à geração total instalada prevista de 2016 a 2019 e os respetivos diagramas de carga. É importante ressaltar que é com base nestes dados que são obtidos também os resultados do ICP presentes nestes mesmos relatórios.

Aplicando então a parametrização 1, consegue-se obter a capacidade disponível anual total depois de consideradas as respectivas percentagens de disponibilidade para cada tecnologia, tanto para condições normais como severas. Os diagramas de carga sofrem ainda um incremento nas condições severas como mencionado na tabela 3.1.

A ferramenta permite a visualização do IMR semanal para cada ano e ainda a comparação entre o IMR anual e o ICP. Os resultados comparativos entre os dois índices de 2016 a 2019 para a parametrização 1 podem ser encontrados na tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Tabela comparativa entre IMR condições normais/severas e ICP (parametrização 1)

Anos	ICP 95%	ICP 99%	IMR condições normais	IMR condições severas
2016	1,27	1,2	1,41	1,12
2017	1,36	1,29	1,46	1,16
2018	1,38	1,31	1,46	1,15
2019	1,39	1,32	1,59	1,24

Realizando então a análise aos resultados obtidos na tabela anterior, é possível concluir que o IMR quer para condições normais como severas é sempre superior a 1, o que garante a estabilidade do sistema. Pode-se concluir então que utilizando a parametrização 1 o IMR em condições normais dá sempre valores ligeiramente superiores ao ICP 95%, enquanto o IMR condições severas dá sempre valores ligeiramente inferiores ao ICP 99%.

Os valores resultantes de IMR para a parametrização 5, podem então ser encontrados na tabela 3.6, para condições normais e condições severas.

Tabela 3.6 – Tabela comparativa entre IMR condições normais/severas e ICP (parametrização 5)

Anos	ICP 95%	ICP 99%	IMR condições normais	IMR condições severas
2016	1,27	1,2	1,25	1,07
2017	1,36	1,29	1,30	1,11
2018	1,38	1,31	1,29	1,10
2019	1,39	1,32	1,38	1,17

A análise aos resultados presentes na tabela 3.6 revela que o cálculo do IMR segundo a parametrização 5 para condições normais, apresenta resultados bastante semelhantes aos resultados do

ICP. Quando comparados os resultados do IMR para condições normais com o ICP 95% é possível verificar que as percentagens de erro variam entre os 0,75% e os 6,80%, enquanto que quando comparado com o ICP 99% a margem de erro não ultrapassa os 4,33%. Contudo, uma vez que se pretende apenas uma aproximação geral aos valores de ICP, pode-se dizer que os valores de IMR para condições normais apresentaram uma margem de erro máxima de 1,67% no ano de 2016.

O IMR para condições severas para a parametrização 5, como era de esperar apresenta uma descida em relação a todas as parametrizações anteriores. É possível então concluir que todas as simulações efetuadas com esta parametrização para condições severas, serão as que obterão resultados mais baixos visto que é nesta parametrização que são consideradas as piores situações possíveis em termos de disponibilidade de recursos.

Posto isto, conclui-se que o IMR para condições normais seguindo a parametrização 5 é aquele que levará à obtenção de resultados mais semelhantes ao ICP.

3.2.1.1 – Cálculo do IMR para análise retrospectiva

Foi realizada uma análise retrospectiva de 12 anos, desde 2008 até 2019. Esta análise faz uso de dados reais de capacidade instalada disponibilizados pela REN [30] e dos diagramas de carga respetivos aos anos mencionados [29]. Aos dados reais são aplicadas as condições referidas anteriormente para a parametrização 1, que considera as disponibilidades para Portugal previstas pela ENTSO-E, e também para parametrização 5, que pela análise às simulações das estimativas apresenta resultados para as condições normais de funcionamento próximos do ICP. Posto isto, consegue-se obter a capacidade disponível anual total depois de consideradas as respetivas percentagens de disponibilidade para cada tecnologia, quer para condições normais como severas.

A ferramenta permite a visualização do IMR semanal para cada ano e a comparação entre o IMR anual e o ICP. Como a comparação entre o IMR anual e o ICP, apenas pode ser realizada a partir de 2016, os resultados entre 2016 e 2019 para a parametrização encontram-se na tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Tabela comparativa entre IMR condições normais/severas e ICP (parametrização 1)

Anos	ICP 95%	ICP 99%	IMR condições normais	IMR condições severas
2016	1,27	1,20	1,45	1,15
2017	1,36	1,29	1,43	1,13
2018	1,38	1,31	1,39	1,10
2019	1,39	1,32	1,51	1,19

Realizando então a análise aos resultados obtidos na tabela anterior, é possível concluir que o cálculo do IMR utilizando a parametrização 1 para os dados reais de geração e procura existentes dos anos de 2016 a 2019 apresenta a mesma tendência que ocorria para o caso do cálculo do IMR para a análise retrospectiva baseada em estimativas, sendo que para as condições normais apresenta resultados superiores ao ICP e para as condições severas resultados inferiores ao ICP. É também perceptível quando se compara a tabela 3.7 com a tabela 3.5 que de 2017 a 2019 os resultados de IMR tanto para condições normais, como severas foram superiores nas estimativas, o que indica que estas tiveram como pressuposto ou uma maior capacidade instalada à data, ou as pontas de carga para esses anos inferiores às pontas de carga reais.

Depois de analisados os resultados de IMR segundo a parametrização 1, foram também feitas simulações de forma a perceber o comportamento do IMR para a parametrização 5, ou seja, atribuindo um CC de 0 à geração eólica e solar.

Na tabela 3.8 encontram-se os resultados do IMR segundo a parametrização 5 para condições normais e severas de funcionamento.

Tabela 3.8 – Tabela comparativa entre IMR condições normais/severas e ICP (parametrização 5)

Anos	ICP 95%	ICP 99%	IMR condições normais	IMR condições severas
2016	1,27	1,2	1,30	1,10
2017	1,36	1,29	1,28	1,08
2018	1,38	1,31	1,24	1,05
2019	1,39	1,32	1,34	1,14

Tendo em conta que a parametrização 5 atribui um CC para a eólica e solar igual a 0, seria de esperar que os resultados de IMR apresentados na tabela 3.8 apresentassem um decréscimo quando comparados com a tabela 3.7 o que se acaba por verificar. É fundamental perceber que este decréscimo não é muito elevado sobretudo por Portugal nos anos em análise apresentar uma capacidade instalada de geração solar em Portugal relativamente baixa quando comparada com a totalidade da geração instalada. Nas análises prospetivas estas variações serão maiores uma vez que são estimadas grandes adições de geração solar ao SEN.

É possível verificar que os resultados do IMR para condições normais segundo a parametrização 5 já se aproximam mais dos resultados do ICP, contudo é necessário ter em atenção que neste caso se estão a comparar resultados que provêm de dados de entrada diferentes, o que explica as diferenças presentes.

Os resultados para todos os anos desta análise retrospectiva podem ser encontrados no apêndice A.

3.2.2 – Método 2 e validação

O método de cálculo para esta situação é um pouco diferente do anterior, tendo em conta que, em vez de ser realizado o cálculo do IMR semanal com a finalidade de obter o IMR anual, é calculado o IMR para todas as horas, sendo o mínimo destas o método de determinar o IMR anual.

A parametrização utilizada para este método é semelhante à parametrização 1, apenas com a diferença de nos vetores relativos à geração eólica e solar, na disponibilidade destas duas tecnologias de geração serem utilizados dados reais de produção [29]. Visto que se está a realizar uma análise retrospectiva existe a disponibilidade destes mesmos dados.

Esta forma de cálculo é aplicada pois, no capítulo seguinte é realizado um estudo, que permite fazer a modelação da variável renovável. Essa modelação é feita com o propósito de ser aplicada numa outra ferramenta (desenvolvida no contexto de outra dissertação) que permite o cálculo de vários índices de fiabilidade [4]. Assim, fazendo uso dos mesmos valores em ambas as ferramentas pretende-se realizar uma análise qualitativa da relação e comportamento do IMR relativamente aos outros índices.

Na tabela A.5 é possível encontrar as disponibilidades consideradas para este método de cálculo do IMR. Apenas foram feitas simulações utilizando as condições normais, pois estas são as que apresentam resultados de IMR mais próximos do ICP e uma vez que, apenas se pretendem realizar análises qualitativas não existe a necessidade de simular ambas as condições de funcionamento.

De seguida, na tabela 3.9 encontram-se os resultados provenientes das simulações efetuadas para este método (análise retrospectiva).

Tabela 3.9 – IMR para análise retrospectiva (método 2)

Anos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
IMR	0,93	1,06	1,09	1,27	1,21	1,10	1,15	1,29	1,38	1,36	1,34	1,41

Para este método, são usados dados reais para a geração eólica e solar, em detrimento das percentagens que têm vindo a ser consideradas até agora. Logo, não faz sentido fazer uma comparação entre o IMR e o ICP, já que se estariam a comparar resultados provenientes de estimativas, com resultados provenientes de dados reais de geração e carga.

É possível observar na figura 3.1 que o comportamento do IMR para o método 2 tem exatamente o mesmo padrão de evolução que o IMR para o método 1 (parametrização 5), apresentando claramente uma deslocação mais ou menos linear para cima. Não faz sentido dizer que a deslocação de cada índice tem de ser igual em todos os anos, pois ao usar dados reais de geração eólica e solar, a única conclusão que se pode esperar é que os valores considerados de disponibilidade para ambas as tecnologias aumentem, quando comparados com os considerados na parametrização 5 do método 1. Porém não necessariamente da mesma forma para todos, na medida em que a geração eólica e solar não foi certamente igual em todos os anos.

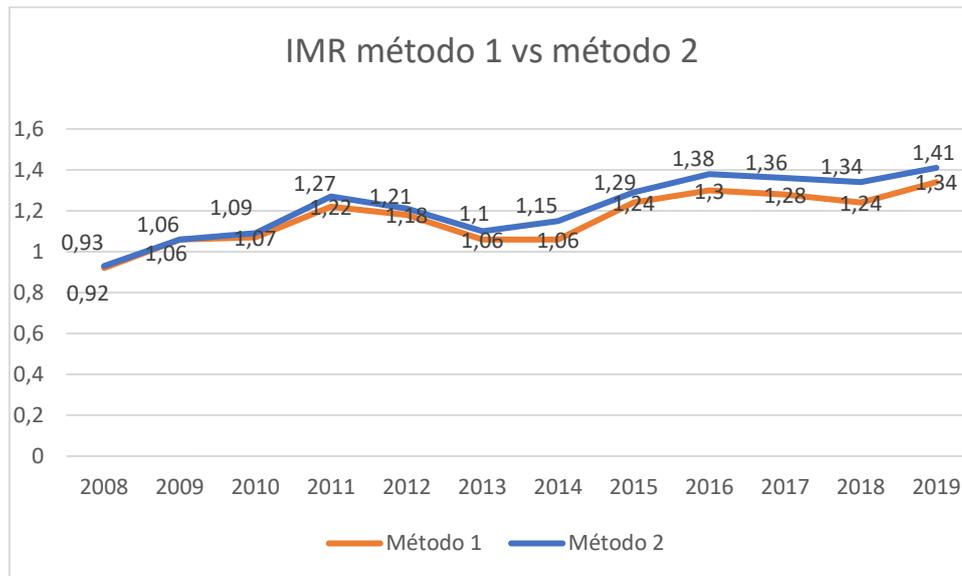


Figura 3.1 – Comparação entre IMR segundo o método 1 (parametrização 5, dados reais) e IMR método 2

3.3 – Simulação do utilizador

A ferramenta, para além de permitir a realização das simulações anteriores e das presentes no capítulo 5 (caso de estudo), permite também ao utilizador caso este pretenda proceder ao cálculo do IMR para os seus próprios dados.

Na figura A.11 encontra-se representado o separador que permite efetuar esses cálculos. É possível obter resultados do IMR para até 6 anos numa única simulação. Apesar do diagrama de carga ter de ser anual, é oferecida ao utilizador a possibilidade de escolha dos dados inseridos serem horários, diários ou semanais, dispondo assim de uma maior flexibilidade.

O utilizador pode selecionar, ainda, entre realizar o cálculo através da parametrização 1, 2, 3, 4 ou 5. Para além disso este separador permite realizar um teste de stress ao sistema, dando-lhe a possibilidade de fazer variar a percentagem considerada disponível para a geração hídrica, simulando o IMR para condições de seca, por exemplo.

Capítulo 4. Ferramenta relativa à modelação da renovável variável (solar e eólica)

Esta ferramenta permite realizar uma análise aos dados de geração dos últimos 12 anos (2008-2019). Com base nessa análise procede-se à criação de vetores anuais (divisão horária) que possam, com base em acontecimentos passados, fazer uma modelação aproximada de possíveis situações reais.

É importante realçar que, para além do resultado final que esta componente da ferramenta disponibiliza, ela acaba por ser também uma grande base de dados, tendo em conta a grande quantidade de dados utilizados nas várias simulações possíveis. Ademais, é ainda possível aceder ao ficheiro Excel que armazena todos estes dados, onde se encontram os dados horários de geração e procura, separados detalhadamente por tecnologia desde 2008 a 2019 [29].

Em anexo a esta ferramenta encontra-se também o ficheiro ‘results’ que é disponibilizado quando o utilizador proceder na ferramenta à geração dos vetores referentes à geração eólica e solar.

O subcapítulo subsequente apresenta as várias análises efetuadas para a criação destes vetores. Estes foram criados fazendo uso do histórico de geração existente para estas tecnologias.

Esta ferramenta tem como objetivo concluir uma já anteriormente criada para outra dissertação, por isso será dada uma breve explicação do seu funcionamento, visto que se pretende realizar também uma comparação qualitativa entre o IMR e os índices provenientes dessa mesma ferramenta para algumas simulações. A essa ferramenta chamar-se-á “Ferramenta de Teste”.

É possível encontrar ao longo deste capítulo referências a algumas das imagens que se encontram presentes no apêndice B e Anexos.

4.1 – Estrutura/Características

A ferramenta para além de realizar a modelação da geração eólica e solar, é composta por vários separadores que permitem a realização de diversas análises retrospectivas ao SEN e assim realizar uma mais aproximada modelação destas duas tecnologias de geração.

Nos subcapítulos seguintes são apresentadas as diversas funcionalidades e análises que a ferramenta permite realizar.

4.1.1 - Criação dos Vetores

O objetivo principal da ferramenta é permitir a modelação da geração solar e eólica. Tendo em conta a grande disseminação destas tecnologias, o que faz com que a capacidade total instalada esteja constantemente a variar, os valores gerados são apresentados em percentagem.

Na figura B.2 encontra-se um exemplo de uma simulação realizada neste separador. É possível observar 2 gráficos distintos relativos à geração solar e eólica. A ferramenta permite então a escolha da hora, dia e mês e, quando executada, mostra qual a percentagem de geração que ocorre nesse instante para os 12 anos existentes na base de dados (para as 2 tecnologias diferentes).

Tendo em conta que apenas existe acesso aos dados de geração dos últimos 12 anos, a utilização apenas dos valores da hora selecionada no processo de criação dos vetores, apenas possibilita a existência de 12 valores diferentes possíveis para cada hora. Isto impossibilita, desde logo, uma modelação com base em dados históricos, já que não representavam um número suficiente de alternativas.

Assim sendo, para aumentar as possibilidades horárias existentes para a realização da modelação com base em dados históricos, quando o utilizador escolhe a hora do ano que deseja no simulador este, em vez de apresentar um valor por cada ano, apresenta 7 valores por ano, perfazendo um total de possibilidades para cada hora de 84.

Para aumentar este número de possibilidades de 12 para 84, a ferramenta disponibiliza o resultado para cada ano da hora selecionada pelo utilizador e indica, também para essa mesma hora, os valores dos 3 dias seguintes e anteriores ao dia elegido. Neste seguimento, aumenta o número de possibilidades existentes para a modelação da geração solar e eólica. Este aumento pode ser realizado considerando que não se faz a utilização de valores com diferenças temporais muito elevadas, caso contrário poderia levar a condições meteorológicas completamente diferentes ou, até mesmo mudanças de estação, tornando os dados inviáveis.

Apesar de já existir um bom aglomerado de números para a criação dos vetores da geração solar e eólica, é necessário verificar qual a variação típica máxima existente de hora para hora nos 12 anos disponíveis para cada tipo de geração, de modo a manter um comportamento similar para os vetores futuros (sobretudo para a geração eólica). Esta variação hora a hora para a solar não é tão facilmente aplicável, pois esta pode passar de produzir zero para próximo do seu máximo neste intervalo.

Os resultados obtidos na ferramenta para esta questão são aplicados como medidas restritivas de modo a limitar o comportamento de ambos os vetores, não permitindo que estes realizem variações de uma hora para a outra superiores aos resultados obtidos.

A criação dos vetores anuais de geração solar e eólica é realizada no separador (figura B.6) “Gera Vetores”.

Ferramenta relativa à modelação da renovável variável (solar e eólica)

Estes vetores são gerados recorrendo a duas funções criadas que, de acordo com as restrições impostas (variação hora a hora) e os 84 valores horários disponíveis, faz a simulação de várias possibilidades de diagrama de geração anual, quer para a geração eólica quer para a geração solar.

As funções foram produzidas em ambiente Matlab e podem ser observadas em parte nas figuras B.7 e B.8.

Ao gerar os vetores é elaborado um ficheiro em Excel com os diagramas anuais para ambas as tecnologias. Os valores presentes nesses diagramas encontram-se em percentagem, sendo apenas necessário fazer a sua multiplicação pela capacidade instalada de cada tecnologia. Esta multiplicação é feita à posteriori, posto que se pretende que os vetores criados possam ser utilizados para vários anos diferentes e, conseqüentemente, uma capacidade instalada diferente.

A ferramenta permite, logo após a criação dos vetores, uma análise gráfica aos mesmos.

4.1.2 - Análise complementares

Como resultado da subtração da geração solar e eólica do diagrama de geração total obtém-se a *net demand*.

A ferramenta possibilita, através do separador “Net Demand”, a observação rápida de gráficos diários de geração total, *net demand*, geração solar e geração eólica. Este separador foi criado apenas com o objetivo de observar o comportamento típico das variáveis anteriormente mencionadas. Atendendo à grande fonte de dados subjacente a esta ferramenta, é possível a realização destas simulações para os anos de 2008 a 2019.

Para além desta questão é possível simular várias outras coisas, tais como o crédito de capacidade mínimo e o fator de capacidade para a geração eólica. Na tabela 4.1, somando a estas duas possibilidades mencionadas, encontram-se os resultados que indicam o número de horas anual que a geração eólica foi inferior a determinada percentagem.

Encontram-se somente duas percentagens distintas na tabela, mas efetuando simulação na ferramenta é possível selecionar as que o utilizador desejar.

Tabela 4.1 – Tabela referente à geração eólica

Anos	Crédito de capacidade (%)	Fator de capacidade	Número de horas em que a eólica é inferior a 3%	Número de horas em que a eólica é inferior a 1,5%
2008	0.127	0.247	582	205
2009	0.273	0.2548	385	113
2010	0.202	0.2781	385	118
2011	0.13	0.2518	504	172
2012	0.135	0.2717	491	162
2013	0.038	0.3071	278	103
2014	0.15	0.297	396	126
2015	0.1	0.2681	440	135
2016	0.272	0.275	340	74
2017	0.099	0.2685	413	148
2018	0.071	0.2738	361	111
2019	0.206	0.2942	328	112

A determinação do crédito de capacidade (CC) é feita utilizando a percentagem mínima de produção eólica para esse ano. Analisando os resultados, é inviável notar um padrão no CC. Seria de esperar que com o aumento da capacidade instalada e uma maior distribuição em termos de território deste tipo de tecnologia que estes valores apresentassem uma tendência de crescimento de 2008 a 2019, o que não acontece.

Relativamente ao fator de capacidade resultante este apresenta, de facto um padrão, situando-se aproximadamente sempre entre os 0,25 e os 0,30. Estes valores indicam que, anualmente, é produzida energia eólica entre os 25% e os 30% da produção máxima que se poderia obter com esta tecnologia.

Nas restantes colunas é apresentado o número de horas em que a produção eólica é inferior a uma determinada percentagem.

Este conjunto de análises é importante para o contexto geral da dissertação. A análise isolada ao fator de capacidade pode criar a ilusão de que os valores usados para o cálculo do IMR podem ser demasiado restritivos. Contudo, a utilização de percentagens como 25% ou 30% para essas situações no que à disponibilidade de eólica diz respeito seria impensável. Para comprovar, basta analisar as duas colunas da direita, que mostram o número de horas em que a geração eólica se encontra abaixo de 3% e 1,5%. Apesar de serem percentagens bastante baixas, é fácil identificar um elevado número de horas anualmente em que a geração eólica não tem capacidade de geração superior a esses mesmos valores.

4.2 - Ferramenta de Teste

Para a realização de algumas análises adicionais será usada uma ferramenta desenvolvida anteriormente noutra dissertação de mestrado (Anexo 4) [4]. A modelação da geração solar e eólica, apresentadas previamente, tiveram sempre como finalidade esta ferramenta. Apesar de para as restantes tecnologias de geração esta estar bastante completa, para estas duas tecnologias em concreto a maneira como são gerados os diagramas de geração não é de todo a mais indicada.

A ferramenta de teste está contemplada com vários vetores, como a taxa de avarias para cada tecnologia e a indisponibilidade de energia primária. O seu maior problema encontra-se neste último, pois para o caso das renováveis variáveis (solar e eólica) a indisponibilidade de energia primária é fruto de um valor aleatório, não se traduzindo numa boa aproximação do que realmente acontece. Para fazer uma simulação mais aproximada da realidade foi realizada a modelação atrás mencionada e será assim utilizada nesta ferramenta.

Esta ferramenta de teste permite a obtenção das *Well Being Analysis* de duas formas distintas, através das SMC cronológicas e não cronológicas.

Os índices de fiabilidade LOLP e LOLE são obtidos à posteriori, considerando que a P(R) resultante das *Well Being Analysis* representa a probabilidade de perda de carga, ou seja, a LOLP.

No estudo realizado, relativo a esta ferramenta, serão só realizadas simulações utilizando as SMC cronológicas, tendo em conta a existência de vetores de geração e carga para todas as tecnologias.

A ferramenta de teste necessita que seja especificado o método a utilizar para o cálculo das reservas secundárias e terciárias, na qual será utilizado o método número 2, que permite a escolha para cada uma das reservas de uma percentagem relativa à geração total.

No capítulo 5 será então realizada uma simulação que utiliza exatamente os mesmos vetores nesta ferramenta e na do cálculo do IMR (método 2) com o objetivo de fazer uma análise qualitativa entre os vários índices obtidos de ambas as ferramentas.

Capítulo 5. Caso de Estudo – Análise de Adequação ao Sistema Electroprodutor Nacional (SEN)

Neste capítulo é apresentado o caso de estudo referente à análise de adequação do SEN para Portugal continental, bem como todos os resultados e análises efetuadas.

Ao longo deste capítulo encontram-se referências a imagens/gráficos, presentes no Apêndice C que, para um leitor interessado, podem servir como complemento à análise efetuada neste capítulo ou como fonte de dados extra.

5.1 – Caracterização do SEN

A evolução da capacidade instalada para a produção de energia elétrica em Portugal continental nos últimos anos para as várias tecnologias de geração é mostrada na figura 5.1.

No final de 2019 em Portugal continental a capacidade de geração instalada referente a energias renováveis representava cerca de 64,55% da capacidade total instalada. É possível perceber pela figura 5.1 que, num espaço de 19 anos em Portugal, a capacidade instalada de geração renovável quase que triplicou, apresentando um aumento de 2,96 vezes.



Figura 5.1- Evolução da capacidade instalada por fonte de energia primária [33]

Segundo a REN, em setembro de 2020, as fontes de energia renovável contribuíram com 61% da geração total de eletricidade em Portugal continental, como se pode analisar na figura 5.2.

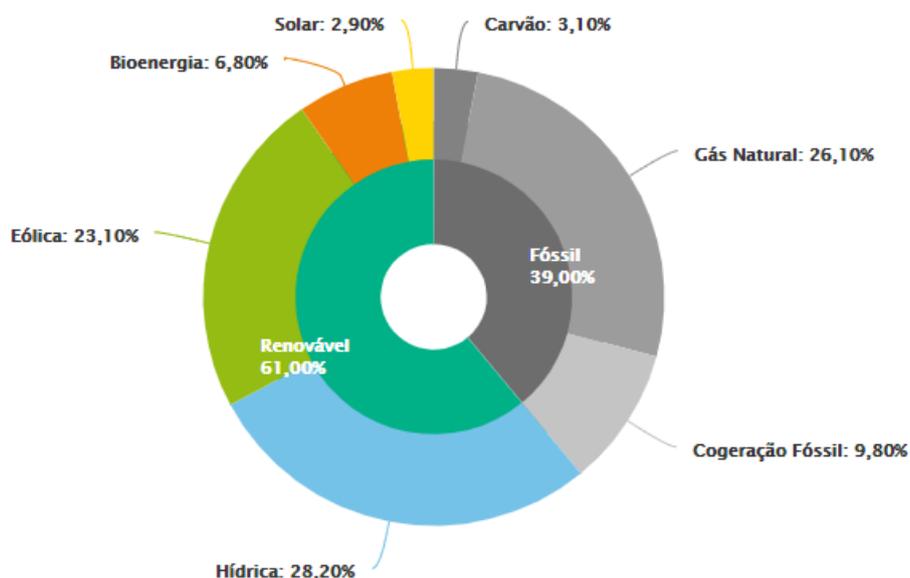


Figura 5.2- Percentagem de produção por fonte de energia, setembro de 2020 [33]

Relativamente à procura de energia elétrica esta tem vindo, nos últimos anos, a aumentar novamente, essencialmente devido a fatores macroeconómicos que permitem aos consumidores terem um maior poder de compra, o que não aconteceu de 2007 a 2016, onde existiu uma taxa de crescimento anual de procura negativa, com exceção do ano de 2010.

Observando novamente o gráfico da figura 5.1, entende-se que até 2010 ocorreu um crescimento significativo da capacidade instalada de geração elétrica, o que deixou durante alguns anos o sistema bastante sobredimensionado. Contudo, o ligeiro aumento da procura que se faz sentir ajuda a atenuar estes sobredimensionamento e prevê-se que o descomissionamento do carvão venha a ter uma influência positiva nesta questão [9].

O estudo realizado tem também em consideração as interligações existentes com Espanha. A tendência é que a capacidade de interligação aumente, o que permitirá uma maior flexibilidade aos mercados e também uma maior fiabilidade para ambos os sistemas.

Em paralelo com uma cada vez maior disseminação da geração baseada em fontes renováveis prevê-se que Portugal realize o descomissionamento das suas centrais a carvão. As consequências em termos de fiabilidade desse descomissionamento serão avaliadas neste capítulo.

5.2 – Caracterização do caso de estudo

O objetivo principal passa por realizar um estudo de fiabilidade ao SEN com recurso ao cálculo do IMR para os anos de 2020 a 2040 segundo diferentes trajetórias, definidas por:

- Diferentes possibilidades temporais para o descomissionamento do carvão (central de Sines e do Pego) e da Tapada do Outeiro (central de ciclo combinado a gás natural).

- Diferentes cenários relativos ao aumento da capacidade instalada.
- Diferentes possibilidades de evolução do consumo.

Foi utilizado como referência o RMSA-E 2019-2040 [24] que disponibiliza informações relativas à evolução da capacidade instalada, das interligações previstas, assim como do consumo de energia elétrica previsto entre 2020 e 2040. O estudo presente neste relatório realiza o cálculo do ICP, possibilitando uma constante comparação entre os resultados provenientes de simulação do IMR para as diferentes parametrizações com os valores de ICP para os respetivos anos e trajetórias.

As diferentes trajetórias seguidas permitem ainda fazer uma avaliação aos impactos na fiabilidade do sistema criados pela penetração de renovável intermitente, uma vez que a geração solar e eólica são as tecnologias mais disseminadas ultimamente.

As informações relativas à capacidade comercial de interligação prevista encontram-se presentes na tabela 5.1, uma vez que são comuns a todas as trajetórias em análise.

Tabela 5.1 – Previsão dos valores mínimos ⁽¹⁾ indicativos da capacidade comercial de interligação [24]

Anos	Espanha -> Portugal (MW)
2018	2000
2022	3000
2027	3600
2030	4200
2040	4700

O estudo realizado contempla 4 trajetórias diferentes - trajetória de continuidade, trajetória de ambição, trajetória de ambição para procura superior e, por fim, teste de stress. Nos seguintes subcapítulos segue a caracterização de cada trajetória.

5.2.1 – Trajetória de Continuidade

Relativamente à evolução da capacidade instalada para a trajetória de continuidade, considera-se o descomissionamento das centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2029 e o prolongamento em atividade da central térmica da Tapada do Outeiro até ao final de 2040.

(1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede [24].

A evolução da capacidade instalada para as restantes tecnologias é realizada tendo em atenção os dados existentes de licenciamento para futuros aumentos de capacidade. As datas de entrada em serviço dos novos grupos geradores são provenientes desses processos de licenciamento [24].

Na tabela 5.2 observa-se, de forma resumida, a evolução da capacidade instalada. Na tabela C.1 encontra-se esta evolução mais detalhadamente, na medida em que apresenta um maior número de anos para análise.

Tabela 5.2 – Evolução da capacidade instalada (MW) para as diferentes tecnologias 2020-2040

Anos	Total (MW)	Hídrica				Gás			
		Hídrica	com bombagem	Eólica	Biomassa	Solar	Carvão	Natural	Ondas
2020	21421	4200	2797	5382	1009	1693	1756	4583	1
2025	24947	4484	3677	5693	1014	3706	1756	4595	22
2030	27037	4961	4232	5812	1014	6373	0	4595	50
2035	28939	4961	4232	6179	991	7856	0	4595	125
2040	30205	4961	4232	6545	968	8704	0	4595	200

Os valores expostos na tabela 5.2 (e tabela C.1), demonstram o previamente mencionado, relativamente às datas de descomissionamento das centrais a carvão e da Tapada do Outeiro, além da evolução da capacidade instalada para as restantes tecnologias. O cálculo do IMR segundo a metodologia da ENTSO-E para as diferentes parametrizações na trajetória de continuidade terá como base para a geração total instalada estas mesmas tabelas.

A trajetória, no que à procura diz respeito, combina condições de crescimento económico moderadas com um cenário moderado no que concerne aos objetivos de política energética [24]. Na tabela 5.3 (e tabela C.2), encontram-se os valores esperados de consumo anual para esta trajetória para o intervalo temporal em estudo. E ainda as pontas máximas esperadas, separadas para Inverno e Verão.

Tabela 5.3 – Evolução do consumo total anual (GWh) e das pontas máximas (MW) 2020-2040

Anos	Consumo total (GWh)	Ponta máxima	
		Inverno (MW)	Verão (MW)
2020	50855	8910	7740
2025	52482	9195	7960
2030	54119	9480	8160
2035	56870	-	-
2040	59470	10470	8845

Como é sabido, para o cálculo do IMR é utilizado o diagrama de carga horário para cada ano. Assim será realizado o cálculo do IMR usando duas abordagens diferentes para a simulação dos respectivos diagramas de carga, são elas:

- Com base no consumo anual total;
- Com base nas pontas máximas.

Na primeira utiliza-se um diagrama base (exemplo ano de 2019) e verifica-se qual o aumento necessário a realizar em todas as horas para que o total do consumo anual corresponda aos valores da tabela 5.3. Na segunda aplica-se o mesmo diagrama de cargas como base. Todavia, realiza-se um aumento para os meses de inverno e para os de verão que possibilitem que as novas pontas máximas sejam iguais às da tabela 5.3.

Tendo em conta os dados existentes, será realizado o cálculo do IMR segundo as parametrizações 1 e 5 para ambas as abordagens relativas à forma como são simulados os diagramas de carga. Para as restantes parametrizações apenas serão efetuadas simulações com base no diagrama de carga gerado tendo em conta as pontas máximas.

Deste modo estão disponíveis todos os dados necessários ao cálculo do IMR.

5.2.2 – Trajetória de Ambição

Para a trajetória de ambição é considerado o descomissionamento das centrais térmicas de Sines e do Pego (centrais que têm o carvão como fonte primária) a 31 de dezembro de 2025 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro por mais 5 anos do que o previsto no contrato de aquisição de energia, ou seja, até 2029 [24].

Em relação às restantes tecnologias, a evolução da capacidade instalada é prevista utilizando-se os mesmos critérios que os da trajetória anterior, com uma diferença relativamente às renováveis que terão um aumento mais significativo, tendo como base os objetivos existentes até 2030 do cenário de 40% de renováveis do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC).

A evolução da capacidade instalada até 2040, pode ser encontrada na tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Evolução da capacidade instalada (MW) para as diferentes tecnologias 2020-2040

Anos	Total (MW)	Hídrica				Gás			
		Hídrica	com bombagem	Eólica	Biomassa	Solar	Carvão	Natural	Ondas
2020	21507	4200	2797	5382	1009	1779	1756	4583	1
2025	26658	4484	3677	5719	1014	5391	1756	4595	22
2026	26 210	4798	3677	5806	1014	6292	0	4595	28
2030	30139	4961	4232	6167	1014	10110	0	3605	50
2035	34061	4961	4232	6950	991	13147	0	3605	175
2040	37107	4961	4232	7734	968	15307	0	3605	300

Na tabela 5.4 é facilmente visível a evolução da capacidade instalada para as diferentes tecnologias e verifica-se que esta respeita os critérios impostos anteriormente para esta trajetória.

Os dados relativos ao consumo total anual e às pontas máximas previstas encontram-se na tabela 5.5 e combinam condições de crescimento económico moderadas com um cenário mais ambicioso relativamente aos objetivos de política energética [24].

Tabela 5.5 – Evolução do consumo total anual (GWh) e das pontas máximas (MW) 2020-2040

Anos	Consumo total (GWh)	Ponta máxima	
		Inverno (MW)	Verão (MW)
2020	50833	8910	7735
2025	52337	9170	7935
2030	53980	9470	8105
2035	57044	-	-
2040	60359	10705	8765

Os diagramas de carga para esta trajetória serão simulados da mesma forma que os da trajetória anterior. Existem, portanto, duas possibilidades distintas para a sua realização, sendo que a primeira tem por base os valores do consumo total anual e a segunda faz uso dos valores de ponta máxima.

Assim sendo, estão garantidos todos os dados necessários para as diversas simulações a realizar nesta trajetória.

5.2.3 – Trajetória de Ambição com procura superior

Esta trajetória apresenta uma evolução da capacidade instalada exatamente igual à trajetória anterior, contando que segue rigorosamente os mesmos critérios, relativos ao descomissionamento das centrais térmicas e à evolução das restantes centrais.

Tal como indica o nome desta trajetória, as diferenças desta para a anterior estão relacionadas com a evolução da procura. Fazendo uma comparação da tabela 5.6 com a tabela 5.5, é possível perceber que a procura inerente a esta trajetória é superior. Isto deve-se ao facto de, para este cenário de procura, serem combinadas condições favoráveis ao crescimento económico com um cenário mais ambicioso, no que respeita aos objetivos de política energética.

Tabela 5.6 – Evolução do consumo total anual (GWh) e das pontas máximas (MW) 2020-2040

Anos	Consumo total	Ponta máxima	Ponta máxima
	(GWh)	Inverno (MW)	Verão (MW)
2020	51342	8995	7815
2025	53855	9430	8165
2030	56649	9935	8515
2035	60983	-	-
2040	65664	11635	9580

Na tabela C.5 é possível encontrar mais detalhadamente os resultados referentes ao consumo total anual de energia, que se encontram disponíveis mais anos do que os visíveis na tabela 5.6.

5.2.4 – Teste de stress

A evolução da capacidade instalada para a realização do teste de stress (figura 5.7), caracteriza-se pelo descomissionamento da central de Sines em 2019 e das centrais do Pego e da Tapada do Outeiro em 2021 e 2024 respetivamente, como estava previsto nos contratos de exploração relativamente ao término dos contratos de aquisição de energia. [24]. No que diz respeito às restantes tecnologias a capacidade instalada não sofre qualquer aumento.

Tabela 5.7 – Evolução da capacidade instalada (MW) para as diferentes tecnologias 2020-2040

Anos	Total (MW)	Hídrica				Gás			
		Hídrica	com bombagem	Eólica	Biomassa	Solar	Carvão	Natural	Ondas
2020	20 214	4200	2797	5382	1009	1666	576	4583	1
2025	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2030	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2035	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2040	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1

Na tabela C.6 é apresentada a evolução da capacidade instalada para o teste de stress para mais anos do que a tabela anterior e permite, por isso, observar com maior detalhe a saída da central do Pego em 2021 e da Tapada do Outeiro em 2024.

Para a realização do teste de stress existem apenas dados referentes ao consumo anual total (tabela 5.8), sendo assim, esta a única forma para criar os diagramas de carga para esta trajetória.

Tabela 5.8 – Evolução do consumo total anual (GWh) 2020-2040

Anos	Consumo total (GWh)
2020	51375
2025	54217
2030	57444
2035	62262
2040	67204

O consumo anual total para os anos de 2020 a 2040 estimado para esta trajetória (figura C.7), considera condições semelhantes à trajetória anterior, apresentando um cenário implícito de autoconsumo distinto, que se irá refletir numa maior procura para o teste de stress quando comparado com a trajetória anterior.

5.3 – Simulações e análise de resultados

Neste subcapítulo encontram-se os resultados e a análise às várias simulações obtidas através da ferramenta relativa ao cálculo do IMR, para o caso de estudo em causa. Serão analisadas as trajetórias apresentadas no subcapítulo anterior, recorrendo ao IMR para as parametrizações 1 e 5. Os resultados para as restantes parametrizações estão disponíveis para o leitor interessado no Apêndice C. Sempre que possível, serão realizadas comparações entre os resultados para as diferentes parametrizações relativas ao cálculo do IMR com os valores do ICP provenientes do RMSA-E 2019-2040.

Sempre que o nome da parametrização se encontrar seguido de asterisco, significa que o IMR foi calculado com base nos diagramas de carga gerados através do consumo anual total (ex. parametrização 1*, IMR 1*), enquanto que a inexistência de asterisco significa que foram usados os diagramas construídos com base nas pontas máximas previstas.

5.3.1 – Trajetória de continuidade

A trajetória de continuidade tem previsto o descomissionamento das centrais térmicas de Sines e do Pego até ao final de 2029.

Nos cálculos do IMR são utilizadas as capacidades instaladas presentes na caracterização do caso de estudo. Em relação aos diagramas de carga, estes são gerados de duas formas distintas como foi mencionado anteriormente. O IMR é calculado para todas as parametrizações utilizando os diagramas de carga gerados a partir das pontas máximas previstas, enquanto que para os diagramas de carga gerados com base no consumo anual total apenas é feito o cálculo do IMR para as parametrizações 1 e 5.

Na tabela 5.9 encontram-se os resultados do IMR para condições normais e severas de funcionamento, para a parametrização 1 e 5. Nestas tabelas constam também os valores de referência relativos ao ICP disponibilizado pelo RMSA-E.

Tabela 5.9 – IMR e ICP para trajetória de continuidade

Anos	Condições normais				Condições severas				ICP	
	IMR 1	IMR 1*	IMR 5	IMR 5*	IMR 1	IMR 1*	IMR 5	IMR 5*	ICP 95%	ICP 99%
2020	1,49	1,54	1,28	1,34	1,16	1,19	1,09	1,14	1,35	1,31
2021	-	1,63	-	1,45	-	1,28	-	1,24	-	-
2022	-	1,63	-	1,44	-	1,27	-	1,23	-	-
2023	-	1,65	-	1,45	-	1,28	-	1,24	-	-
2024	-	1,64	-	1,45	-	1,27	-	1,23	-	-
2025	1,58	1,63	1,37	1,43	1,22	1,26	1,17	1,22	1,43	1,39
2026	-	1,66	-	1,45	-	1,28	-	1,23	-	-
2027	-	1,66	-	1,45	-	1,28	-	1,23	-	-
2028	-	1,66	-	1,44	-	1,28	-	1,22	-	-
2029	-	1,66	-	1,44	-	1,27	-	1,22	-	-
2030	1,48	1,52	1,24	1,28	1,11	1,14	1,04	1,07	1,31	1,25
2035	1,43	1,47	1,19	1,22	1,07	1,10	1,00	1,10	1,24	1,18
2040	1,38	1,43	1,14	1,17	1,03	1,06	0,96	0,98	1,17	1,11

Nas figuras 5.3 e 5.4 apresentam-se na forma gráfica os resultados das simulações realizadas segundo a trajetória de continuidade para a parametrização 1, para as duas abordagens distintas de geração dos diagramas de carga. Tendo em conta que para o cálculo do IMR são necessárias as pontas máximas semanais, a abordagem que faz a geração dos diagramas de carga com base nas pontas máximas é aquela que apresenta um maior rigor nos cálculos do IMR (figura 5.3). Contudo, dispõe-se de um maior número de dados de consumo total anual, o que permite fazer não necessariamente uma análise quantitativa a esses resultados, mas sim qualitativa, verificando assim com mais detalhe as tendências que o IMR apresenta nos restantes anos.

É possível verificar na tabela 5.9, que apenas existem valores de ICP para os anos de 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040. Deste modo na figura 5.4 os valores de ICP para todos os outros anos são apenas representações lineares e não resultados reais do cálculo do ICP, não fazendo sentido fazer comparações entre o IMR e o ICP para esses mesmos anos.

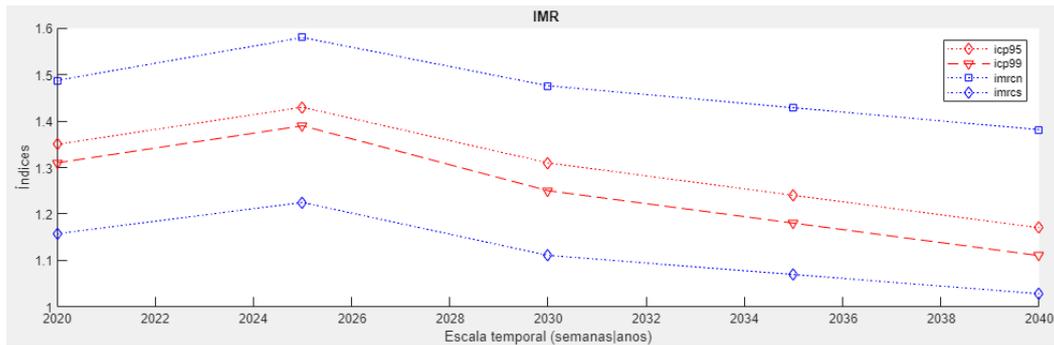


Figura 5.3 – Trajetória de continuidade, parametrização 1

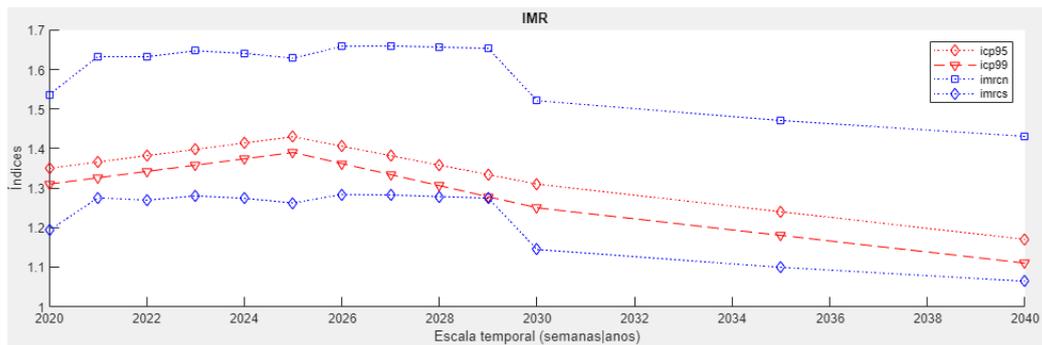


Figura 5.4 – Trajetória de continuidade, parametrização 1*

É possível verificar que os resultados do IMR para condições normais segundo a parametrização 1, ou seja, a parametrização que usa todos os parâmetros indicados pelo estudo da ENTSO-E se encontram acima dos valores do ICP reportados no RMSA-E. Os resultados para condições severas segundo a mesma parametrização encontram-se ligeiramente abaixo, ou seja, continua a verificar-se que em condições severas o IMR para a parametrização 1 é mais exigente que o ICP. É importante realçar o facto do eixo dos y (figuras 5.3 e 5.4) não começar em zero, o que provoca a ilusão de que os resultados entre o IMR e o ICP são muito discrepantes devido à escala utilizada.

Apesar disso, e analisando os resultados para esta parametrização, pode-se concluir que para a trajetória de continuidade mesmo para condições severas de funcionamento o sistema até 2040 apresenta capacidade suficiente para fazer face às necessidades de consumo previstas.

Através da análise da figura 5.4 compreende-se o impacto provocado pelo descomissionamento das centrais a carvão. Com a saída das duas centrais o IMR sofreu quedas acentuadas de 2029 para 2030. Esta situação não representará um risco para a fiabilidade do sistema, pois está previsto realizar um aumento gradual da capacidade instalada para as restantes tecnologias ao longo dos anos até 2030, para que a desativação destas duas centrais não seja um problema para a fiabilidade do sistema.

Para a parametrização 5 é apresentada uma análise mais criteriosa aos resultados do IMR. Os resultados do IMR para condições normais segundo esta parametrização, tal como seria de esperar pela análise retrospectiva são mais próximos do ICP, que as restantes parametrizações.

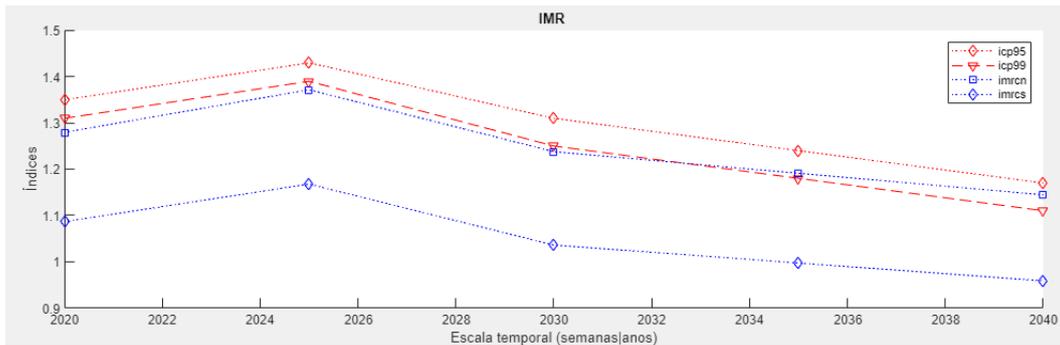


Figura 5.5 – Trajetória de continuidade, parametrização 5

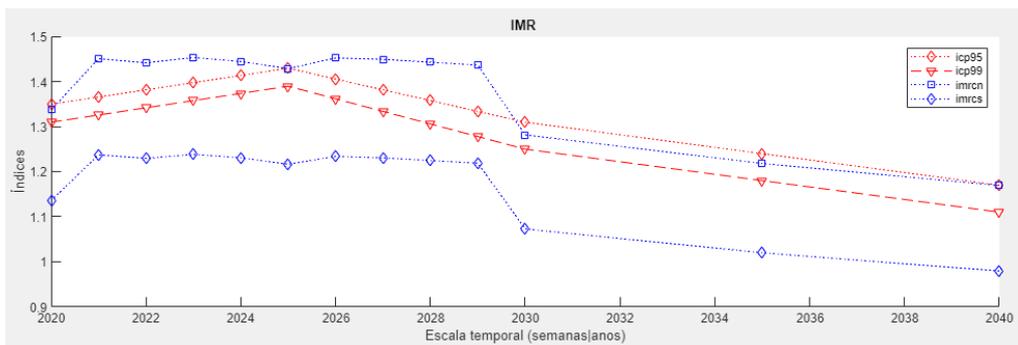


Figura 5.6 – Trajetória de continuidade, parametrização 5*

É possível comprovar pela figura 5.5 e pela tabela C.8 que os resultados do cálculo do IMR para condições normais, segundo esta parametrização, realizam um seguimento mais aproximado do ICP que as restantes. Apresentando uma percentagem de erro máxima relativamente ao ICP 99% de 3,01%. Deste modo, o cálculo do IMR para condições normais segundo a parametrização 5 será aquele que permitirá realizar análises de adequação o mais aproximadas do que atualmente é feito em Portugal através do ICP.

Tal como acontecia para a parametrização 1, os resultados apresentados na figura 5.6 permitem perceber facilmente quando ocorre o descomissionamento das centrais a carvão. O IMR volta a apresentar uma queda evidente quando as centrais a carvão são removidas do sistema. Apesar da variação acentuada, esta queda no valor do IMR não compromete a fiabilidade do SEN.

Analisando também o IMR para condições severas, percebe-se que as premissas subjacentes às condições severas em conjunto com um CC de 0 para a geração eólica e solar são tais que tornaram o SEN inadequado, nestas circunstâncias, como se pode constatar pela tabela 5.9 que em 2040 o sistema elétrico de energia deixaria de ser capaz de suprimir todas as suas necessidades.

Assim sendo, pode-se concluir que, mediante os resultados referentes à parametrização 5 para condições normais, se a trajetória de continuidade realizar o aumento de capacidade como está indicado, não irá colocar em risco o sistema electroprodutor com o descomissionamento das centrais térmicas, visto que tem potência instalada suficiente para cobrir as necessidades do sistema, garantindo assim a sua estabilidade. No entanto, analisando a figura 5.5 ou mesmo a figura 5.6, é possível perceber que até

ao ano de 2040 o IMR se encontra numa trajetória descendente, o que não é um bom indicador, pois apesar de não existir a necessidade de ter capacidade instalada sobredimensionada, convém existir capacidade suficiente para que os valores de IMR não se aproximem muito de 1.

Os resultados ao IMR para qualquer uma das parametrizações mencionadas permite perceber algo muito interessante. Ao longo dos anos em estudo é realizado o descomissionamento das centrais a carvão, a carga total anual aumenta, mas em contrapartida são adicionadas ao sistema grandes quantidades de geração renovável (essencialmente eólica e solar). Contudo é perceptível que, apesar das adições de geração serem muito superiores quer ao aumento da procura, quer à saída das centrais a carvão, o IMR ao longo do ano tem tendência a diminuir. Concluindo, para garantir a fiabilidade e adequação do sistema recorrendo a renováveis variáveis é necessário realizar adições de maior potência destas tecnologias comparativamente à geração convencional síncrona.

5.3.2 – Trajetória de ambição

Segundo a trajetória de ambição, o descomissionamento das centrais a carvão será realizado até ao final de 2025, enquanto a central da Tapada do outeiro tem previsto o seu descomissionamento até 2029. Na tabela 5.10 encontram-se os resultados relativos ao cálculo do IMR para esta trajetória segundo as várias parametrizações, para condições normais e severas de funcionamento. Para além disso, de modo a auxiliar os resultados, a tabela contém também os valores de ICP para os anos em que este se encontra disponível.

Tabela 5.10 – IMR e ICP para trajetória de ambição

Anos	Condições normais				Condições severas				ICP	
	IMR 1	IMR 1*	IMR 5	IMR 5*	IMR 1	IMR 1*	IMR 5	IMR 5*	ICP 95%	ICP 99%
2020	1,49	1,54	1,28	1,34	1,16	1,19	1,09	1,14	1,36	1,31
2021	-	1,64	-	1,45	-	1,28	-	1,24	-	-
2022	-	1,64	-	1,44	-	1,27	-	1,23	-	-
2023	-	1,65	-	1,46	-	1,28	-	1,24	-	-
2024	-	1,65	-	1,45	-	1,28	-	1,23	-	-
2025	1,59	1,64	1,38	1,43	1,23	1,27	1,17	1,22	1,45	1,39
2026	-	1,48	-	1,23	-	1,11	-	1,02	1,26	1,20
2027	-	1,49	-	1,23	-	1,11	-	1,02	-	-
2028	-	1,49	-	1,22	-	1,11	-	1,02	-	-
2029	-	1,49	-	1,22	-	1,10	-	1,01	-	-
2030	1,41	1,46	1,15	1,18	1,03	1,06	0,95	0,98	1,16	1,10
2035	1,37	1,42	1,10	1,12	0,99	1,03	0,92	0,93	1,075	1,115
2040	1,33	1,39	1,06	1,06	0,95	0,99	0,88	0,88	-	-
2040**	1,36	1,42	1,09	1,09	0,98	1,02	0,91	0,91	1,07	1,05

Onde

** com compensação de capacidade instalada de 310 MW em 2040.

Os resultados gráficos provenientes da ferramenta criada para a parametrização 1 podem ser observados nas figuras 5.7 e 5.8. É possível, mais uma vez, verificar que os resultados do IMR para a parametrização 1, quer para condições normais como severas de funcionamento apresentam desvios comparativamente aos resultados do ICP, contudo como esta é a parametrização proposta pela ENTSO-E para o SEN é interessante realizar uma análise de adequação com base nesta parametrização. Para além disso, é possível observar que tanto para condições normais como severas de funcionamento as tendências quer de aumento, quer de diminuição do IMR e do ICP, são semelhantes.

O IMR para condições normais de funcionamento para esta parametrização apresenta valores bastante superiores a 1 não representando um risco para o bom funcionamento a longo prazo do SEN. Porém o IMR para condições severas de funcionamento apresenta a partir de 2035 resultados inferiores a 1, o que demonstra que se as condições severas se verificarem o sistema pode não ter a capacidade para alimentar a carga necessária e/ou fornecer os serviços de sistema necessários a um funcionamento fiável do sistema de energia elétrica.

Como será mencionado de seguida, no RMSA-E foi realizado um incremento de dois grupos geradores de 155 MW no sistema em 2040 de forma a que o ICP se mantivesse com valores ligeiramente superiores a 1. Para esta parametrização 1, utilizando a opção que a ferramenta disponibiliza de aumento de capacidade foram adicionados 310 MW em 2040 em geração que tem como recurso primário o gás natural e como se pode observar pela tabela 5.10, mesmo com esse aumento os resultados de IMR continuam a ser inferiores a 1.

Realizando então uma nova simulação pressupondo um incremento de 310 MW em 2035 e 310 MW em 2040, conseguiu-se para a parametrização 1, obter um IMR para condições severas de 1,02 e 1,01 para 2035 e 2040 respetivamente.

Tal como acontece para a trajetória de continuidade, os anos que vão sentir uma maior variação no IMR são aqueles em que é realizado o descomissionamento das centrais a carvão (figura 5.8). Independentemente de a trajetória de ambição fazer o descomissionamento da central a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029, esta remoção não apresenta um impacto tão significativo no sistema em comparação ao descomissionamento das centrais a carvão.

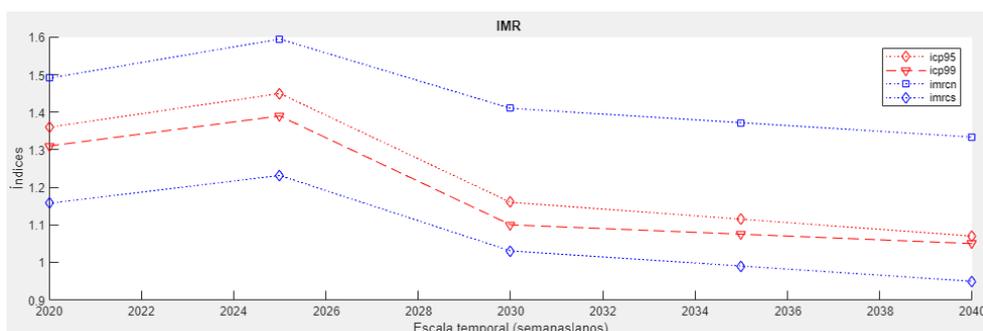


Figura 5.7 – Trajetória de ambição, parametrização 1

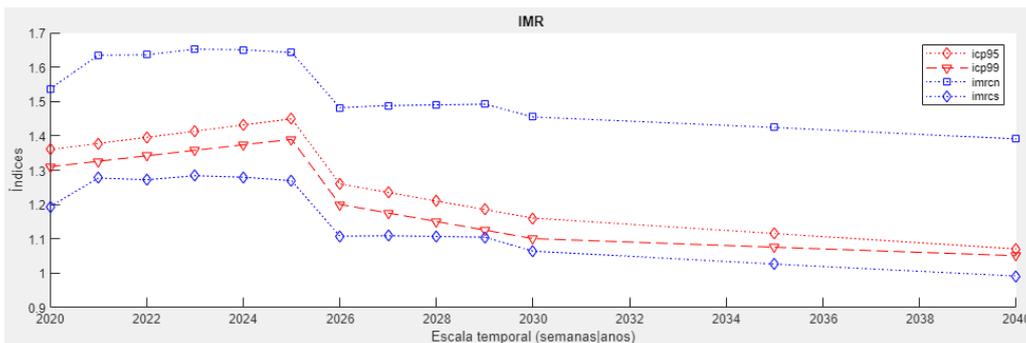


Figura 5.8 – Trajetória de ambição, parametrização 1*

Nas figuras 5.9 e 5.10 encontram-se os resultados gráficos relativos às simulações da parametrização 5.

Tal como para a trajetória anterior os resultados de IMR referentes às condições normais para esta parametrização são aqueles que apresentam maior relevância, uma vez que, as condições severas apresentam características demasiado conservadoras, o que redireciona os resultados para valores muito baixos e inferiores a 1 de 2030 a 2040.

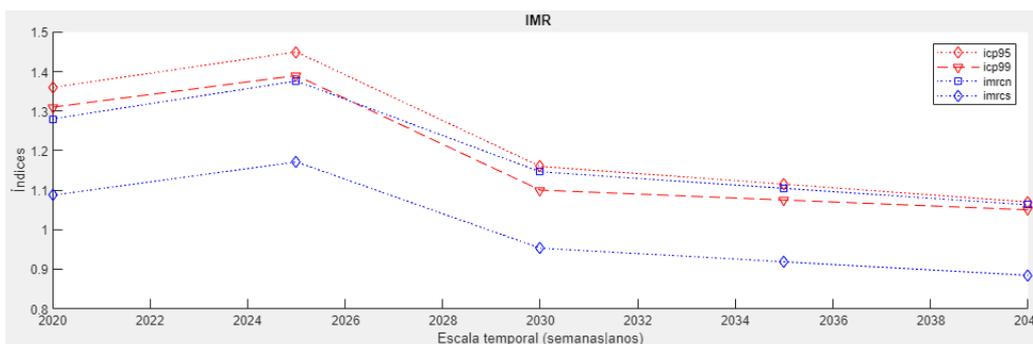


Figura 5.9 – Trajetória de ambição, parametrização 5

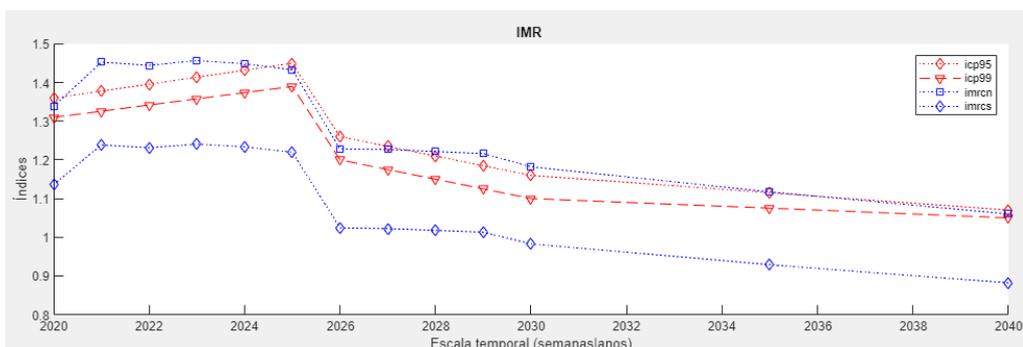


Figura 5.10 – Trajetória de ambição, parametrização 5*

Contando que o descomissionamento das centrais a carvão para esta trajetória é realizado no final de 2025, é então normal que o IMR em 2026 desta trajetória, quando comparado com a anterior, apresente um valor claramente mais baixo (figura 5.10).

Fazendo uma análise mais minuciosa aos resultados, observa-se uma elevada variação do IMR provocada pela desativação das centrais a carvão. Contudo, esta queda no valor do IMR de 2025 para 2026 não coloca em causa a capacidade que o sistema tem em alimentar os picos de carga existentes. O maior problema existente para esta trajetória (figura 5.9) é que se não houver um aumento da capacidade térmica para o ano de 2040, o valor do IMR para condições normais atinge um valor de 1,06. Ainda que este valor se encontre superior a 1 na eventualidade de ocorrência de um regime hidrológico seco, poderá estar em risco a segurança do abastecimento.

Para aumentar o IMR é proposta a instalação em 2040 de dois grupos geradores de 155 MW.

Recorrendo à ferramenta foram adicionados dois grupos geradores de 155 MW que apresentam como energia primária o gás natural.

Os resultados dessa simulação podem ser observados na tabela 5.10 e na figura C.1. Este aumento de 310 MW em geração térmica resultou no aumento do IMR em 2040 para 1,1.

Perante isto, está encontrado o primeiro caso em que a trajetória em causa para condições normais, se não recorrer ao aumento da capacidade instalada para além da prevista, corre o risco de não conseguir satisfazer a procura de energia elétrica.

Tal como acontecia para a trajetória anterior, pode-se perceber novamente que apesar de estarem a ser adicionadas ao sistema grandes quantidades de geração renovável variável (eólica e solar) e também alguma geração hídrica, os valores do IMR continuam a apresentar uma tendência decrescente o que mais uma vez indica a necessidade de serem instaladas grandes quantidades de geração renovável variável para colmatar o descomissionamento das centrais térmicas. Fica então ciente que para se conseguir obter níveis de fiabilidade semelhantes entre um sistema com maior penetração de renovável variável e um sistema com mais predominância de tecnologias convencionais é sempre necessária uma potência total instalada muito superior para o sistema com maior penetração de renovável. Isto acontece, fundamentalmente pela variabilidade da disponibilidade de recursos primários existente na geração renovável variável. Contudo um sistema com esta potência instalada mesmo que superior pode apresentar a necessidade do incremento de geração síncrona, ou então da existência de capacidade de armazenamento, para que se consigam manter os níveis de fiabilidade.

5.3.3 – Trajetória de ambição com procura superior

Tal como o nome indica, a única diferença existente entre esta trajetória e a anterior é apenas o facto de os diagramas de carga serem gerados com base num consumo anual total superior ao anterior e, ainda, as pontas máximas previstas para esta trajetória são superiores.

Os resultados provenientes das várias simulações para esta trajetória encontram-se na tabela 5.11.

Tabela 5.11 – IMR e ICP para trajetória de ambição com procura superior

Anos	Condições normais				Condições severas				ICP	
	IMR 1	IMR 1*	IMR 5	IMR 5*	IMR 1	IMR 1*	IMR 5	IMR 5*	ICP 95%	ICP 99%
2020	1,48	1,52	1,27	1,32	1,15	1,18	1,08	1,12	1,29	1,34
2021	-	1,61	-	1,43	-	1,26	-	1,22	-	-
2022	-	1,61	-	1,42	-	1,25	-	1,21	-	-
2023	-	1,62	-	1,43	-	1,26	-	1,22	-	-
2024	-	1,61	-	1,41	-	1,25	-	1,20	-	-
2025	1,55	1,60	1,34	1,39	1,20	1,23	1,14	1,19	1,35	1,41
2026	-	1,44	-	1,19	-	1,07	-	0,99	1,22	1,16
2027	-	1,44	-	1,18	-	1,07	-	0,99	-	-
2028	-	1,43	-	1,17	-	1,06	-	0,98	-	-
2029	-	1,43	-	1,16	-	1,06	-	0,97	-	-
2030	1,34	1,39	1,09	1,13	0,98	1,01	0,91	0,94	-	-
2035	1,29	1,33	1,03	1,05	0,93	0,96	0,86	0,87	-	-
2040	1,23	1,28	0,97	0,97	0,87	0,91	0,81	0,81	-	-
2030**	1,37	1,42	1,12	1,16	1,01	1,04	0,93	0,96	1,15	1,1
2040**	1,31	1,37	1,07	1,07	0,95	1,00	0,89	0,89	1,06	1,04

Onde

** com compensação de capacidade instalada de 310 MW e 775 MW em 2030 e 2040 respetivamente.

Os resultados do IMR desta trajetória, em comparação com a anterior, apresentam para todas as parametrizações uma redução, dado que está a ser considerada uma carga superior para esta situação. Tendo isto em conta, os resultados do cálculo do IMR para condições normais relativos à parametrização 1 (figuras 5.11 e 5.12) aproximam-se, mais do que na trajetória anterior, dos valores do ICP.

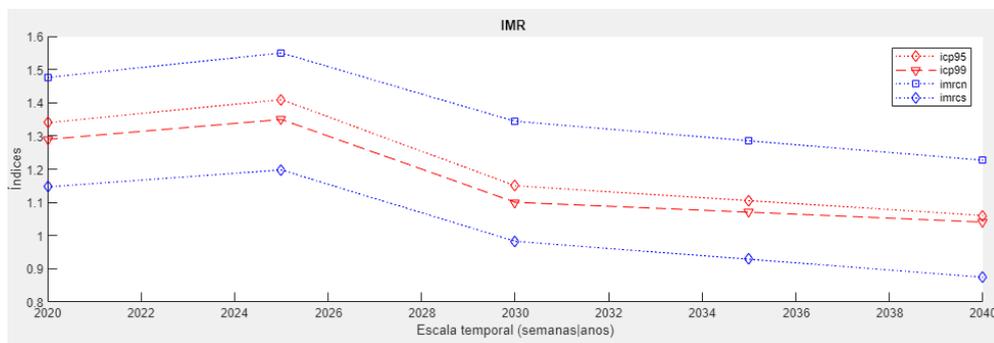


Figura 5.11 – Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 1

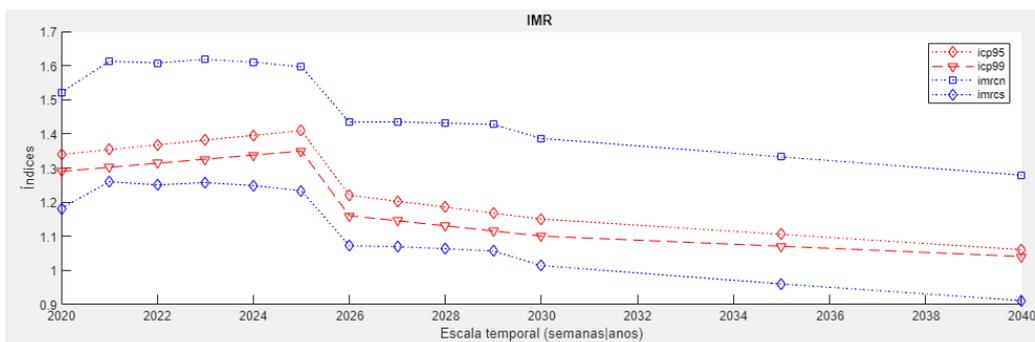


Figura 5.12 – Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 1*

Realizando então uma análise de adequação com base no IMR para a parametrização 1 é possível perceber que quando se trata das condições normais de funcionamento o SEN terá a capacidade de satisfazer todas as necessidades de consumo, tal como os serviços de sistema necessários de modo a garantir um funcionamento contínuo e fiável do SEN. Para as condições severas de funcionamento os resultados do IMR a partir de 2030 são bastante inferiores a 1, o que representa a necessidade de ser realizado um aumento de capacidade instalada de maneira a colocar estes resultados superiores a 1.

Como se poderá verificar de seguida, também nos RMSA-E foi necessário realizar um aumento de capacidade instalada de modo a garantir o ICP superior a 1. Assim, foi considerado o mesmo aumento de capacidade de 310 MW e 775 MW em 2030 e 2040 respetivamente, ambas tendo como fonte primária o gás natural. Os resultados deste aumento podem ser observados na tabela 5.11, onde se pode constatar apesar de o aumento de 310 MW em 2030 ser o suficiente para que o IMR volte a ser superior a 1, o mesmo não acontece com o aumento de 775 MW em 2040.

Posto isto, com ajuda da ferramenta criada para o cálculo do IMR, foi acrescentado ao aumento já realizado anteriormente mais dois novos grupos geradores de 155 MW em 2030, e um em 2040 perfazendo assim um total de 620 MW em 2030 e 930 MW em 2040. Com este aumento o IMR para condições severas segundo a parametrização 1 passou a ser superior a 1 para ambos os anos (1,04 em 2030 e 1,01 em 2040). Convém, no entanto, referir que estes resultados apesar de superiores a 1, se encontram muito no limite o que indica que qualquer necessidade adicional que o sistema possa apresentar diferente das estimativas, pode comprometer o bom funcionamento deste.

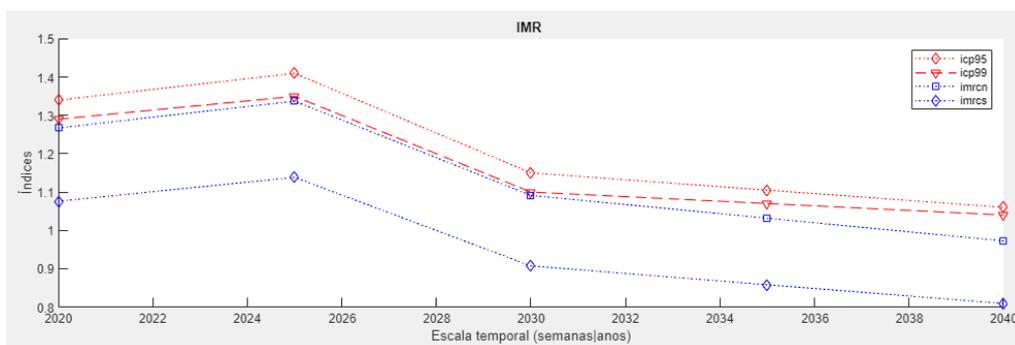


Figura 5.13 – Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 5

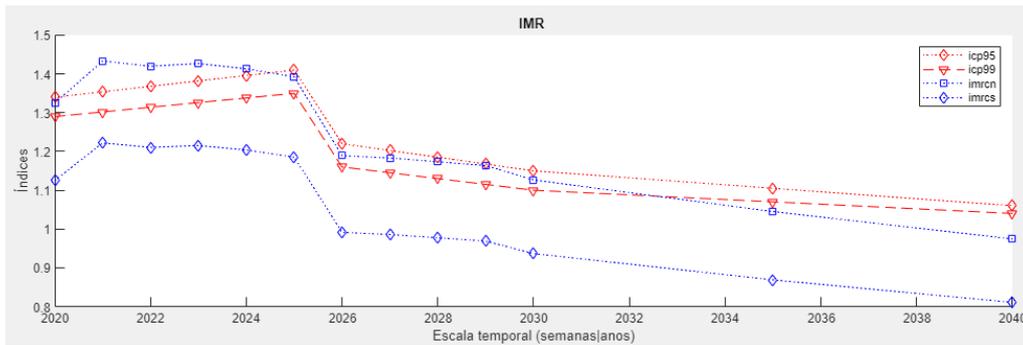


Figura 5.14 – Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 5*

Os resultados do aumento de carga para a parametrização 5 encontram-se representados na figura 5.13 e na figura 5.14. Através da análise à figura 5.14 é facilmente perceptível em que ano é realizado o descomissionamento das centrais a carvão (até ao final de 2025) e é também possível notar, mesmo que de forma mais ligeira o descomissionamento no final de 2029 da central da Tapada do Outeiro.

Tal como acontece para as restantes trajetórias, nesta é também dado especial ênfase aos resultados para condições normais de funcionamento pois são as que permitem resultados mais aproximados dos valores de ICP. As condições severas para esta parametrização acabam por ser demasiado conservadoras o que poderia levar a análises um pouco irrealistas.

Por conseguinte é possível notar graficamente uma ligeira discrepância entre o resultado do IMR para condições normais e o ICP após 2030. Porém, é necessário ter em consideração que os valores de ICP presentes, tanto nos gráficos, como na tabela 5.11, já têm presente um reforço de geração implementado em 2030 e 2040 de 310 MW e 755MW respetivamente, mencionados no RMSA-E.

Analisando os resultados para as condições normais é possível perceber que o IMR para 2035 sem aumento de capacidade adicional apesar de superior a 1, já se encontra próximo desse limite, enquanto que em 2040 o IMR é mesmo inferior a 1. Assim, de igual modo, ao que é realizado no RMSA-E para garantir o abastecimento de energia elétrica para esta trajetória em análise foi realizado um aumento de capacidade de 310 MW e 775 MW em 2030 e 2040 respetivamente. Os resultados desse aumento (figura C.2) fazem com que o IMR não caia para valores inferiores a 1, garantindo para o ano de 2040 um IMR de 1,08. Todavia, este aumento de capacidade pode vir a não ser suficiente para garantir que a potência instalada no sistema electroprodutor seja suficiente para garantir a cobertura de ponta, já que um regime hidrológico seco poderá voltar a colocar o IMR em valores inferiores a 1.

5.3.4 – Teste de Stress

Para o teste de Stress é considerado que a central de Sines é descomissionada em 2019 e a central térmica do Pego e da Tapada do Outeiro são descomissionadas em 2021 e 2024 respetivamente. Aliado

a isto, não é realizado qualquer aumento de capacidade instalada para as restantes tecnologias e são consideradas condições de carga bastante elevadas.

Tabela 5.12 – IMR e ICP para Teste de Stress

Anos	Condições normais		Condições severas		ICP	
	IMR parametrização 1*	IMR parametrização 5*	IMR parametrização 1*	IMR parametrização 5*	ICP 95%	ICP 99%
2024	1,26	1,05	0,96	0,88	1,13	1,08
2025	1,13	0,93	0,85	0,77	1,03	0,98

Tendo em conta que a inexistência de pontas máximas anuais estimadas para o teste de stress, apenas foi possível realizar simulações utilizando os diagramas de carga gerados com base no consumo anual total estimado.

Os resultados para a parametrização 1 do IMR para condições normais de funcionamento (figura C.3) garantem que o sistema segundo estas condições apresenta a capacidade para todos os anos até 2040 de satisfazer todas as necessidades apresentadas pelo sistema. Realizando também uma análise ao IMR para condições severas (figura C.3), é perceptível que para estas condições o sistema apresenta um IMR inferior a 1 desde 2022 até 2040.

De realçar novamente que as análises anteriores seguem todas os termos propostos pela ENTSO-E para as análises realizadas pelos mesmos ao SEN.

Contudo se existir intenção de realizar uma análise de adequação com resultados mais semelhantes ao que a DGEG faz em Portugal, utilizando o ICP, é necessário recorrer ao cálculo do IMR segundo a parametrização 5 para condições normais de funcionamento.

Tendo por base o IMR para condições normais segundo a parametrização 5 (figura C.4), percebe-se que se o sistema electroprodutor não evoluir mais do que o que estava previsto até ao final de 2018, a partir de 2024 o sistema não tem mais capacidade para suprimir as necessidades do consumo de eletricidade.

5.3.5 – Testes adicionais 1

Pretende-se, com este subcapítulo, perceber para as situações atrás descritas, em que era necessário realizar um aumento de potência instalada no sistema se esse aumento permite assegurar para diferentes regimes hidrológicos o abastecimento de eletricidade.

Regime hidrológico 1 - considera um agravamento da disponibilidade de toda a geração hídrica em 10%, ou seja, passam a estar disponíveis menos 10% dos recursos hídricos tipicamente considerados.

Regime hidrológico 2 - considera um agravamento da disponibilidade de toda a geração hídrica em 20%, ou seja, passam a estar disponíveis menos 20% dos recursos hídricos tipicamente considerados.

Regime hidrológico 3 - considera um agravamento da disponibilidade de toda a geração hídrica em 30%, ou seja, passam a estar disponíveis menos 30% dos recursos hídricos tipicamente considerados.

Estas análises apresentam particular interesse utilizando o IMR para condições normais segundo a parametrização 5, visto que é o que apresenta resultados mais similares aos apresentados pela DGEG em relação ao ICP. Assim, todos os valores de IMR resultantes serão calculados para estas condições.

A primeira situação em que é necessário um reajuste à capacidade instalada prevista é a trajetória de ambição, com um acréscimo de 310 MW em 2040 (em gás natural). Os resultados referentes a esta situação encontram-se disponíveis na tabela 5.13.

Tabela 5.13 - Trajetória de ambição, aumento de 310 MW

Anos	IMR condições normais	IMR regime hidrológico 1	IMR regime hidrológico 2	IMR regime hidrológico 3
2020	1,28	1,19	1,10	1,01
2025	1,38	1,27	1,17	1,07
2030	1,15	1,03	0,92	0,81
2040	1,09	0,99	0,88	0,78

É possível assimilar, pelos resultados da tabela 5.13, a importância da geração hídrica para que o sistema tenha potência disponível para alimentar a procura de eletricidade. Mesmo para o regime hidrológico 1, que é o que simula condições de seca menos intensas dos três, em 2040 o sistema deixa de ter capacidade de satisfazer a procura de eletricidade. Aumentando as condições de seca, constatasse que o sistema entra em estado de rutura após 2030.

A segunda situação em que é necessário um reajuste à capacidade instalada prevista é a trajetória de ambição com procura superior, com um acréscimo de 310 MW em 2030 e de 775 MW em 2040.

Tabela 5.14 - Trajetória de ambição com procura superior, aumento de 310 MW em 2030 e 775 MW

Anos	IMR condições normais	IMR regime hidrológico 1	IMR regime hidrológico 2	IMR regime hidrológico 3
2020	1,27	1,18	1,09	1,00
2025	1,34	1,24	1,14	1,04
2030	1,12	1,02	0,90	0,80
2040	1,07	0,97	0,87	0,78

As conclusões relativas aos regimes hidrológicos para este caso são em tudo semelhantes ao caso anterior (tabela 5.14), pois para o regime hidrológico 1 o IMR resultante para 2040 demonstra a incapacidade que o sistema terá em satisfazer toda a procura existente para esse ano. Relativamente aos regimes hidrológicos 2 e 3 apesar de a capacidade instalada prevista para os anos de 2020 e 2025 ser suficiente para alimentar as cargas e serviços de sistema previstos, o mesmo não se aplica para os anos de 2030 e 2040 em que é possível observar resultados inferiores a 1 em ambos os regimes hidrológicos.

Estes testes permitem perceber a importância da geração hídrica no SEN, demonstrando que condições de seca mais agravadas podem colocar em causa o bom funcionamento deste. De modo a tentar compensar estes resultados do IMR seria necessário recorrer ao incremento de mais unidades geradoras no SEN.

5.3.6 – Testes adicionais 2

Utilizando a ferramenta relativa à modelação da variável renovável criada como suporte a esta dissertação, foram gerados 5 vetores anuais de possíveis diagramas de geração eólica e solar.

Estes vetores foram gerados com o objetivo de poder ser aplicado o método 2 para o cálculo do IMR, que como já foi referido faz utilização dos dados reais ou simulados horários de geração eólica e solar para o cálculo do IMR. Variando assim a capacidade disponível em todas as horas de acordo com a disponibilidade presente nestes vetores.

O objetivo da aplicação deste método é fazer uma comparação qualitativa dos resultados do IMR com os índices provenientes da Ferramenta de Teste mencionada no capítulo 4. De realçar que os dados inseridos em ambas as ferramentas são os mesmos.

Visto que se pretende realizar uma análise meramente qualitativa entre os índices, foram consideradas os seguintes valores para as reservas:

Reservas secundárias – 15% da geração total horária

Reservas terciárias – 8% da geração total horária

A utilização destas percentagens tem como objetivo, para as situações em que a capacidade disponível é muito superior à procura, ser possível distinguir se os diferentes índices estão a ter evoluções semelhantes ou não.

Todos os resultados relativos a estas simulações encontram-se disponíveis para as diferentes trajetórias na tabela C.14, tabela C.15, tabela C.16 e tabela C.17.

Na figura 5.15 denotam-se graficamente os resultados para a trajetória de continuidade segundo o método 2, aplicado à ferramenta de cálculo do IMR e à ferramenta de teste.

Como seria de esperar, o IMR e a P(H) apresentam exatamente a mesma tendência. Os índices de fiabilidade LOLP e LOLE são inversamente proporcionais ao IMR, uma vez que quanto menor for a margem de reserva existente maior será o risco de perda de carga.

Apesar de ser possível denotar perda de carga a partir de 2030 através dos resultados da LOLP e LOLE convém lembrar que foram utilizadas percentagens de reserva elevadas de modo a que fosse possível observar variações na LOLP e LOLE de acordo com as variações de IMR.

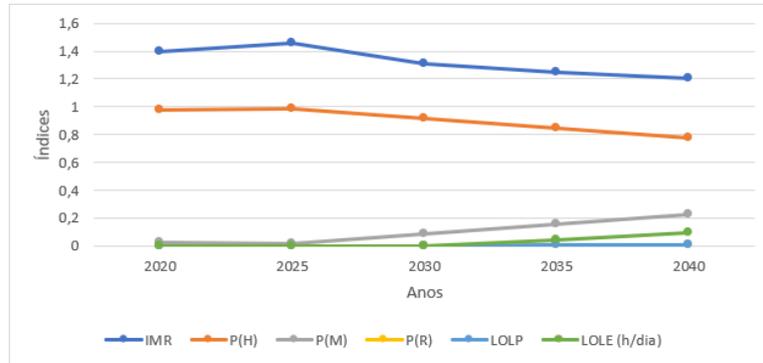


Figura 5.15 – Índices resultantes para a Trajetória de continuidade

Os resultados relativos à trajetória de ambição encontram-se disponíveis na figura 5.16. Esta simulação volta a comprovar que o IMR e a LOLP/LOLE apresentam um comportamento ao longo do tempo inversamente proporcional pela razão já mencionada.

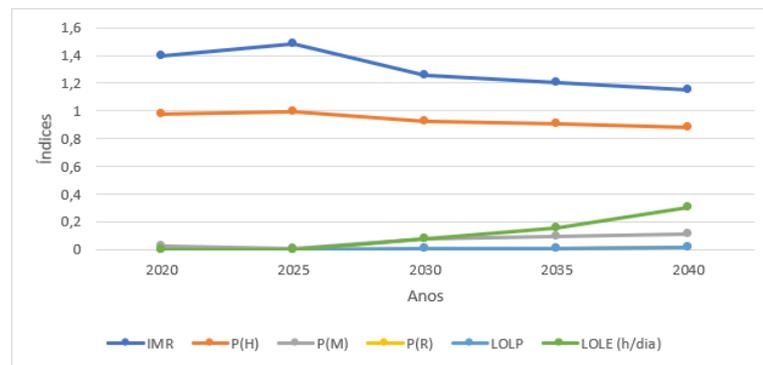


Figura 5.16 - Índices resultantes para a Trajetória de ambição

Para a trajetória de ambição com procura superior (figura 5.17), posto que este aumento de procura conduz a um decréscimo do IMR, os valores da LOLP e da LOLE quando comparados com os da trajetória anterior vão ser mais elevados, atendendo que uma margem de reserva menor conduz a uma probabilidade de ocorrer perda de carga superior.

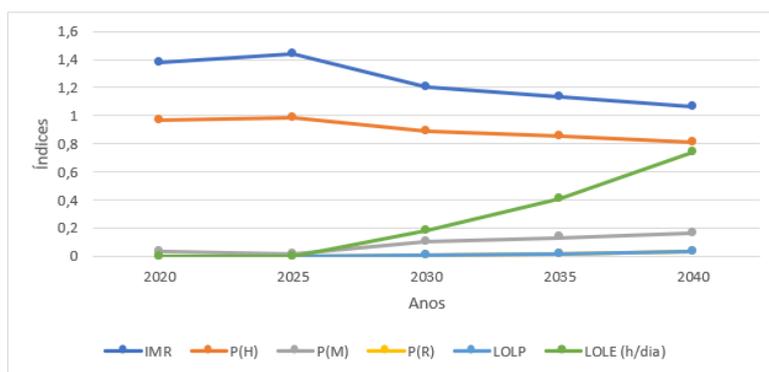


Figura 5.17 - Índices resultantes para a Trajetória de ambição com procura superior

Tendo em consideração que para o Teste de Stress (figura 5.18) a evolução da capacidade instalada ao longo dos anos é no sentido de diminuir, perante o descomissionamento das centrais térmicas e em sentido inverso o aumento da procura. Isto conduz a um IMR cada vez mais baixo e, por sua vez, a valores de LOLE cada vez mais elevados.

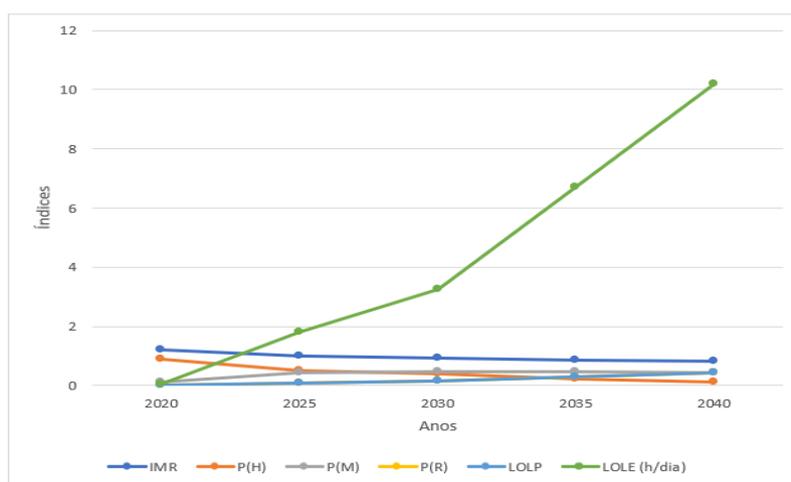


Figura 5.18 – Índices resultantes para o Teste de Stress

Pode-se concluir que a evolução dos índices LOLP e LOLE apresentam uma evolução coerente em relação ao IMR, posto que quanto menor é o IMR maiores serão a LOLP e a LOLE, sendo o oposto também verdade.

5.4 – Discussão

O estudo realizado permitiu, essencialmente realizar dois estudos de adequação com maior relevância, o primeiro que utiliza o IMR segundo as condições propostas pela ENTSO-E para o SEN (parametrização 1) e o segundo em que utiliza as mesmas condições propostas pela ENTSO-E com exceção do CC atribuído à geração eólica e solar, que passou a ser zero (parametrização 5). Os resultados

do IMR segundo a parametrização 1 permitiram perceber que o ICP apresenta valores entre o IMR para condições normais e o IMR para condições severas de funcionamento. Relativamente ao IMR segundo a parametrização 5, foi possível perceber que para condições normais de funcionamento os resultados do IMR e do ICP são muito próximos.

É viável inferir que a evolução do SEN, de acordo com a trajetória de continuidade, garante para a escala temporária em análise (2020-2040) que o sistema tem potência instalada suficiente para suprimir as necessidades de energia elétrica, considerando o incremento previsto da capacidade.

Relativamente às trajetórias de ambição e ambição com procura superior é possível perceber, tendo por base os resultados do IMR para ambas as trajetórias, em que anos seria necessário proceder a um aumento de capacidade instalada, de modo a que o sistema mantivesse o bom funcionamento.

Para o Teste de Stress realizado pode-se concluir, mediante os resultados obtidos que, se não ocorrer um aumento da capacidade instalada, com o descomissionamento das centrais térmicas de Sines, Pego e Tapada do Outeiro, o SEN deixará a partir de 2024 de ter capacidade de alimentar a procura prevista.

Para além disso, foram realizados testes adicionais ao SEN para simular desde regimes hidrológicos de seca ligeira até regimes hidrológicos de seca severa. Desta maneira, é perceptível que, mesmo com os reajustes de potência realizados para as condições de ambição e ambição com procura superior, estes não são suficientes para fazer face a condições hidrológicas mais severas.

Finalmente, e utilizando o método 2, foi realizada uma análise qualitativa entre a evolução para as diferentes trajetórias do IMR, LOLP e LOLE, onde se comprova que, quanto menor o IMR maior será a LOLP e a LOLE, como era esperado.

Capítulo 6. Conclusão

O propósito desta dissertação passou pela criação de uma ferramenta que permitisse realizar o cálculo do IMR e, dessa forma, possibilitasse efetuar uma análise de adequação ao SEN.

Apesar do IMR poder ser calculado segundo várias parametrizações, o objetivo foi encontrar uma parametrização em que os seus resultados fossem o mais próximos possível dos valores do ICP, uma vez que a parametrização por detrás do cálculo do ICP nas análises tipicamente realizadas em Portugal não é disponibilizada.

Para além da ferramenta para o cálculo do IMR foi implementada também uma ferramenta que possibilita a modelação da geração variável renovável (solar e eólica), tendo por base os valores típicos de produção dos últimos 12 anos.

O desenvolvimento das ferramentas foi realizado em ambiente MATLAB e todo o estudo inerente à sua criação representaram grande parte do tempo despendido na realização da dissertação.

Apesar das ferramentas apresentarem várias simulações referentes ao caso de estudo em questão, é necessário ter em conta que estas não necessitam de qualquer edição extra para permitir a realização de outros casos de estudo, já que esta apresenta a possibilidade aos seus utilizadores de fazerem a inserção dos seus próprios dados. Podem, ainda, ser destacadas algumas características:

- Versátil e flexível, possibilitando o uso de diferentes perfis de geração e procura;
- Disponibilidade de diferentes parametrizações para o cálculo do IMR;
- Disponibilidade dos resultados para o caso de estudo realizado, sem a necessidade de fazer alteração nos dados;
- Realizar o aumento de capacidade instalada em qualquer tecnologia de forma fácil e simples;
- Simular situações hidrológicas de seca;
- A inserção fácil e intuitiva de dados por parte do utilizador relativos à geração e à procura;
- Base de dados com informação da geração e procura dos últimos 12 anos;
- Várias análises complementares às renováveis intermitentes;
- Criação dos vetores de disponibilidade relativos às renováveis variáveis.

Após a realização de várias simulações, é perceptível que a utilização da parametrização 1 apresenta resultados de IMR para condições normais ligeiramente superiores ao ICP. Em contrapartida o cálculo do IMR para condições severas segundo esta parametrização apresenta resultados ligeiramente inferiores ao ICP. Deste modo, é possível perceber que a DGEG segue uma abordagem um pouco mais

conservativa do que a ENTSO-E para condições normais, mas não tão conservativa quanto a que a ENTSO-E utiliza para as condições severas de funcionamento.

As análises para as parametrizações 2, 3 e 4 foram realizadas no Apêndice C e permitiram essencialmente demonstrar o que pequenas diferenças nos CC atribuídos às gerações eólica e solar (na presença de elevadas capacidades instaladas destas tecnologias) podem provocar nos resultados do IMR.

A parametrização 5 para condições normais é, sem dúvida, a que apresenta resultados de IMR mais semelhantes aos do ICP exibindo, para quase todas as simulações, percentagens de erro muito baixas.

Utilizando a parametrização 1 e especialmente a parametrização 5 para o cálculo do IMR foi realizado um estudo de adequação ao SEN para diferentes trajetórias. Estas trajetórias fazem diferentes previsões para as datas de descomissionamento das centrais térmicas de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro, onde se pôde concluir, mediante os resultados do IMR, quais os anos em que seria necessário realizar um reforço de potência instalada para garantir que a procura prevista é coberta.

Por fim, foi realizada uma análise qualitativa, utilizando o método 2, que faz a comparação da evolução entre o IMR, a LOLP e a LOLE.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação contribui para o meu vasto conhecimento sobre esta temática, permitindo consolidar conhecimentos e entender, assim, que a substituição das tecnologias de geração térmicas por tecnologias renováveis (em particular a solar e a eólica) necessitam de um valor elevado de reservas operacionais para que possam manter a fiabilidade e segurança no abastecimento de energia elétrica. Sendo necessário então, ter muita atenção ao CC atribuído a estas tecnologias, uma vez que quanto maior for o seu CC para manter os níveis de fiabilidade é necessário aumentar as reservas operacionais existentes, o que implica uma disponibilidade de potência superior, logo uma capacidade instalada para estas tecnologias também superior.

6.1 - Trabalhos futuros

Tendo em conta que a modelação da renovável variável já foi um complemento a uma ferramenta criada numa outra dissertação, serão apresentadas, de seguida, sugestões referentes, sobretudo, à possível utilização do IMR e que outras parametrizações podem vir a ser seguidas.

Esta dissertação pode servir de base a outros estudos que pretendam realizar análises de adequação ao SEN. No entanto, existem alguns aspetos passíveis de melhoria/estudo complementar, tais como:

- Utilização de SMC para realizar o cálculo do IMR (simulando várias capacidades disponíveis, bem como diversos diagramas de carga);
- Realizar uma análise mais aprofundada que permita perceber se existe complementaridade entre a produção solar e eólica, melhorando a disponibilidade mínima de ambas as tecnologias de geração;
- Estudo adicional, que viabilize a adição de tecnologias diferentes das existentes atualmente no SEN (exemplo: nuclear) e, deste modo, permitir o cálculo do IMR para países com tecnologias instaladas diferentes das existentes em Portugal.
- Utilizando os dados para o cálculo do IMR possibilitar o cálculo de outros índices de fiabilidade.
- Aumento da base de dados existente relativa ao histórico de geração e consumo.

Contudo, o objetivo e utilidade da ferramenta criada será sempre os resultados que dela possam resultar. Assim, para além do estudo já realizado, o mais importante é a utilização da ferramenta para análises de adequação de outras trajetórias, ou até mesmo para outros sistemas.

Bibliografia

- [1] Eurelectric, “Power Choices Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050 Full Report,” 2011.
- [2] L. Manso, A. M. d. Silva e W. Sales, “Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-Being Analysis Considering Renewable Sources,” *Phys. Rev. D - Part. Fields, Gravit. Cosmol.*, vol. 85, nº 11, pp. 439-444, 2012.
- [3] W. Li e R. Billinton, Reliability assessment of electrical power systems using Monte Carlo methods, 1994.
- [4] J. S. Oliveira, “ASSESSING THE IMPACT ON THE RELIABILITY OF THE INCREASE OF RENEWABLE PENETRATION WITH WELL-BEING ANALYSIS,” *THE CASE OF PORTO SANTO*, 2019.
- [5] J. Costa, Índices de energia para a análise da fiabilidade de um sistema produtor, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015, p. 92.
- [6] MIBEL,(28/10/2014), “Mercado Ibérico de Electricidade,” [Online]. Available: <http://www.mibel.com/index.php?lang=pt>.
- [7] DGEG, “Estatísticas Rápidas das Renováveis,” 2020.
- [8] R. Billinton e R. N. Allan, Reliability evaluation of power systems, 2nd ed.: Plenum press New York, 1996.
- [9] DGEG, Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030, 2017.
- [10] A.Melo, M. Pereira e A.M. Leite da Silva, Frequency and duration calculations in composite generation and transmission reliability evaluation, vol. 7, 1992, pp. 469-476.
- [11] C. S. Prasad, S. Raikar e M. Prakash, “To Study the Adequacy Assessment of,” *International Journal of Advanced Research in Electricalg*, vol. 3, pp. 6869-6880, 2014.
- [12] L. Wang, “Integration of renewable energy sources: reliability-constrained power system planning and operations using computational intelligence,” Texas A&M University, 2008.
- [13] A. Keane, Capacity value of wind power, vol. 26, IEEE Trans. Power Syst, 2011, pp. 564-572.
- [14] M. Milligan e K. Porter, “Determining the Capacity Value of Wind: A Survey of Methods and Implementation,” *Proc. AWEA Wind*, 2008.
- [15] J. A. N. d. Costa, “Índices de energia para a análise da fiabilidade de um sistema produtor,” 2011.
- [16] B. K. Talukdar e B. C. Deka, Well-being Analysis for Generating System Expansion Planning, vol. 3, 2014, pp. 706-710.
- [17] ENTSO-E, “Operational Reserve Ad Hoc Team Report - Final Version,” 2012.

- [18] S. A. S. Aboreshaid, Composite Power System Well-Being Analysis, A thesis submitted to the college of graduate studies and research in partial fulfillment of the requirements for the Degree of Doctor of Philosophy in the Department of Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Saskatoon, 1997.
- [19] L. Goel, Z. Song e P. Wang, Well-being analysis of spinning reserve in a bilateral power market, *Electric power system research* 69, 2004, pp. 37-42.
- [20] M. Amelin, Comparison of capacity credit calculation methods for conventional power plants and wind power, 685-691 ed., vol. 24, *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2009.
- [21] B. & Veatch, *Power Plant Engineering*, Chapman & Hall, 1996.
- [22] J. Dias, “MODELO PARA REPRESENTAÇÃO DE SÉRIES TEMPORAIS CORRELACIONADAS COM APLICAÇÃO NA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE POR SIMULAÇÃO MONTE CARLO NÃO-SEQUENCIAL,” *COPPE/UFRRJ - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia*, 2014.
- [23] A. Gerse, “Future generation adequacy of the Hungarian power system with increasing share of renewable energy sources,” *J. Sustain. Dev. Energy, Water Environ. Syst.*, vol. 3, nº 2, pp. 163-173, 2015.
- [24] DGEG, “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040,” 2018.
- [25] L. Alhmoud e B. Wang, “A review of the state-of-the-art in wind-energy reliability analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 1643-1651, 2018.
- [26] W. Wangdee, R. Billinton e W. Li, “Wind integrated power system well-being analysis,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2006, pp. 1-5, 2013.
- [27] S. C. Johnson e e. all, “Evaluating rotational inertia as a component of grid reliability with high penetrations of variable renewable energy. *Energy*,” pp. 258-271, 2019.
- [28] A. F. Bonelli, “Modelagem e Simulação de Unidade Eólica para Estudos de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica,” 2010.
- [29] REN,
 “http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Energia_de_Regulacao/Paginas/default.aspx,”
 Energia de Regulação. [Online]. [Acedido em 2020].
- [30] REN, “REN Dados técnicos,” 2008-2019.
- [31] ENTSO-E, “Outlook Reports,” 2015-2019. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>.
- [32] DGEG, “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030,” 2013.
- [33] APREN, “APREN,” [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>. [Acedido em 10 2020].

Apêndice A

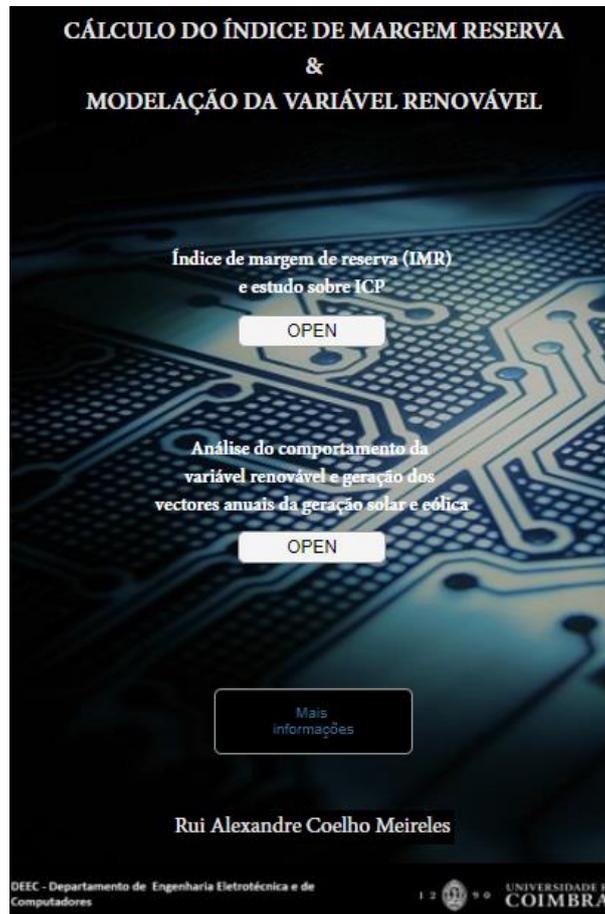


Figura A.1 - Interface gráfica da ferramenta

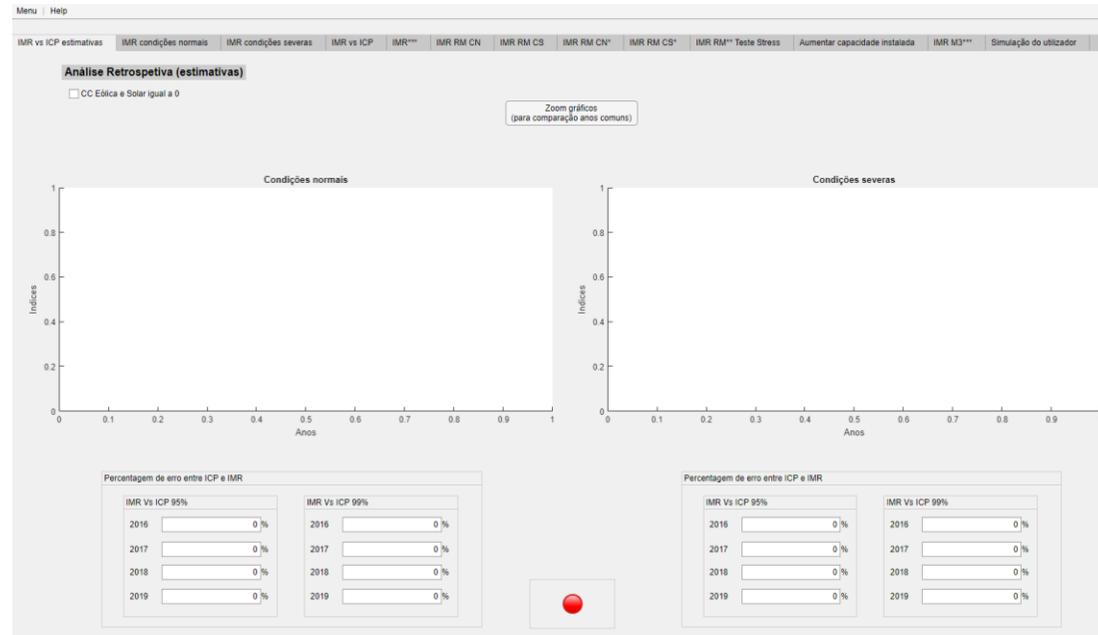


Figura A.2 - Primeiro separador da ferramenta para o cálculo do IMR

	2015/2016			2016/2017			2017/2018			2018/2019			2018/2019							
	Condições normais	Condições severas		Condições normais	Condições severas		Condições normais	Condições severas		Condições normais	Condições severas		Condições normais	Condições severas						
Hídrica	88.71201	74.24023		Hídrica	78.88483	53.37666	54.03256	33.333333		Hídrica	79.61621	55.34838	57.42533	41.08654		Hídrica	89.35151	75.34256	74.10618	66.01603
Bombagem				Bombagem	85.70181	100	73.70225	100		Bombagem	100	92.06265	100	88.56186		Bombagem	86.07762	90.51812	77.70686	86.00867
Eólica	21.47505	3.470716		Eólica	25.00836	20.97416	5.201188	7.3669097		Eólica	26.99174	17.86247	2.36963	4.161068		Eólica	22.679	17.86247	1.501261	4.161068
Biomassa	58.33333	50		Biomassa	59.96564	56.66667	50	50		Biomassa	60.03344	57	50	50		Biomassa	60	57	50	50
Solar	6.976744	2.325581		Solar	0	22.4359	0	4.9145299		Solar	8.016765	41.51389	3.260864	33.78896		Solar	5.884206	41.51389	2.395552	33.78896
Carvão	100	100		Carvão	100	100	100	100		Carvão	100	100	100	100		Carvão	100	100	100	100
Gás Natural	92.55319	90.6383		Gás Natu	92.63046	90.12876	90.77742	88.41202		Gás Natu	92.89257	92.63341	91.11035	91.4342		Gás Natu	93.16121	62.08367	91.45151	56.28368
Outros ã renovável	60.46512	48.83721		Outros ã i	49.36709	50	49.36709	50		Outros ã i	60	100	50	100		Outros ã i	50	50	50	50
Outros PRE	100	100		Outros PRE						Outros PRE						Outros PRE				

Figura A.3 – Percentagens de disponibilidade por relatório da ENTSO-E

Manutenção	0.12		0.12		Manutenç	0.21	0.51		0.21	0.51		Manutenç	0	0.87		0	0.87		Manutenç	0.03	0.68		0.03	0.68
Interrupções- Avarage	0.27		0.26		Interrupç	0.26	0.26		0.25	0.26		Interrupç	0.26	0.26		0.26	0.26		Interrupç	0.26	0.22		0.26	0.21
System services	0.73		0.77		System sé	0.75	0.71		0.72	0.72		System sé	0.76	0.72		0.77	0.73		System sé	0.75	0.69		0.78	0.73

Figura A.4 – Valores em GW referentes aos resultados de cada relatório da ENTSO-E

Em seguida serão apresentados os resultados para a parametrização 2, parametrização 3 e parametrização 4 (figura A.5, figura A.6 e figura A.7), onde é possível observar os gráficos resultantes das condições normais e severas para estas parametrizações e também as percentagens de erro relativamente ao ICP.

Examinando os resultados presentes na figura A.5, pode-se constatar que os valores de IMR para a parametrização 2 são os que apresentam maiores semelhanças com a parametrização 1, tal como já tinha sido referido anteriormente que seria espectável de acontecer, uma vez que os CC para a geração eólica e solar para o caso português e espanhol são os que apresentam maiores semelhanças.

Em relação à parametrização 3 e 4, como já foi visto a ENTSO-E define um CC para a geração eólica e solar mais baixos tanto para condições normais como severas de funcionamento do sistema. Isto posto, resulta numa aproximação dos valores do IMR ao ICP 95% para condições normais de funcionamento. Em contrapartida os resultados do IMR para condições severas apresentam tendência para se afastar ainda mais do ICP 99% ao utilizar estas parametrizações.

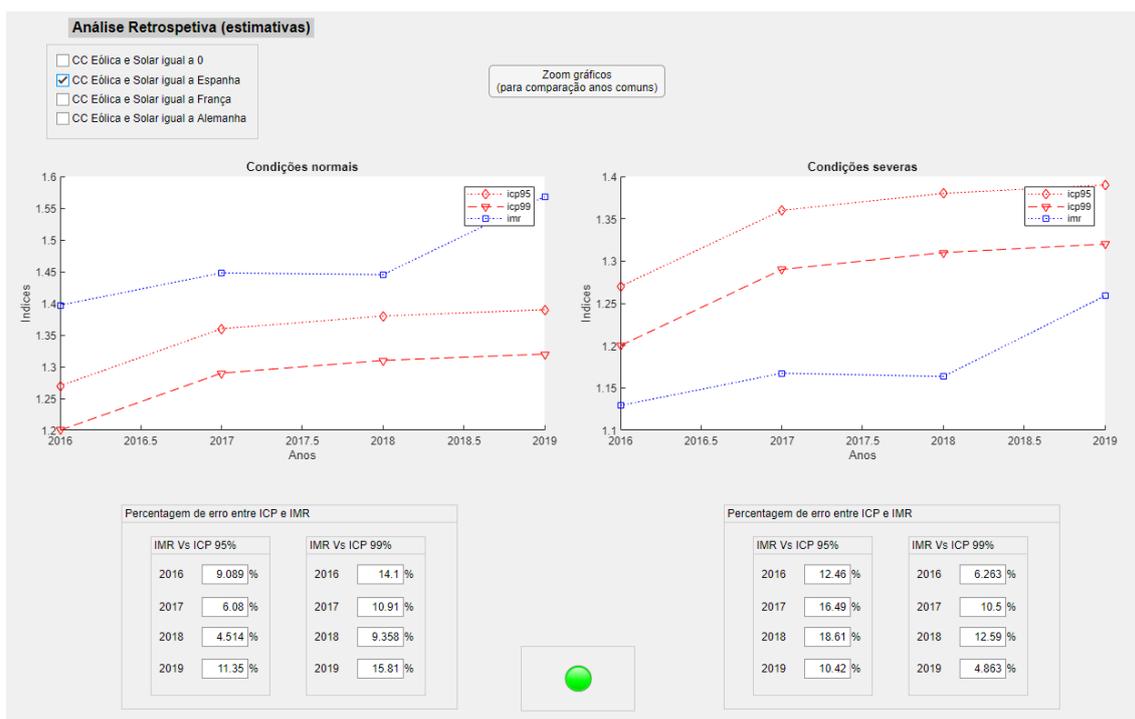


Figura A.5 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP segundo a parametrização 2

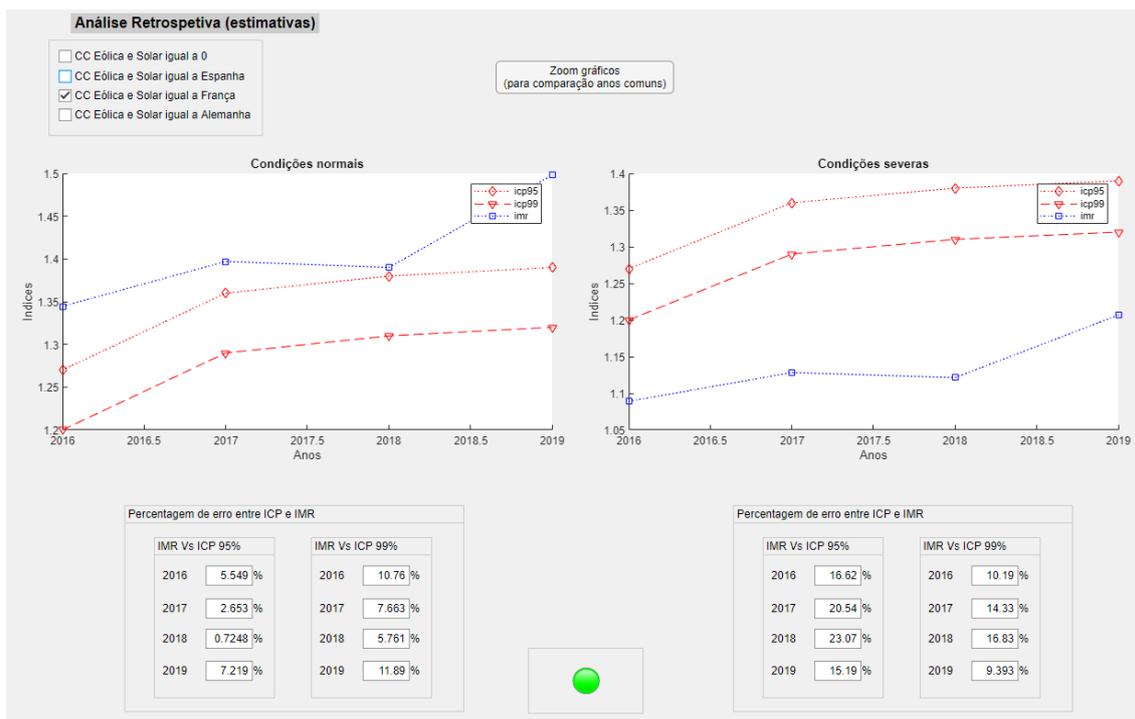


Figura A.6 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP segundo a parametrização 3

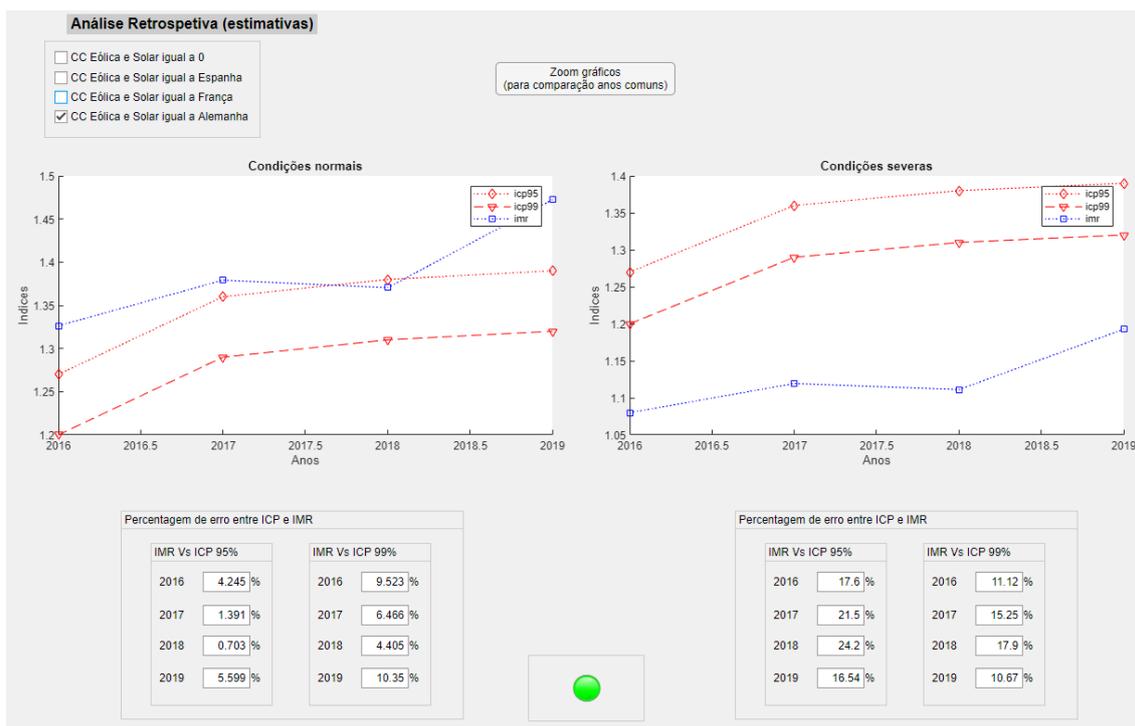


Figura A.7 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP segundo a parametrização 4

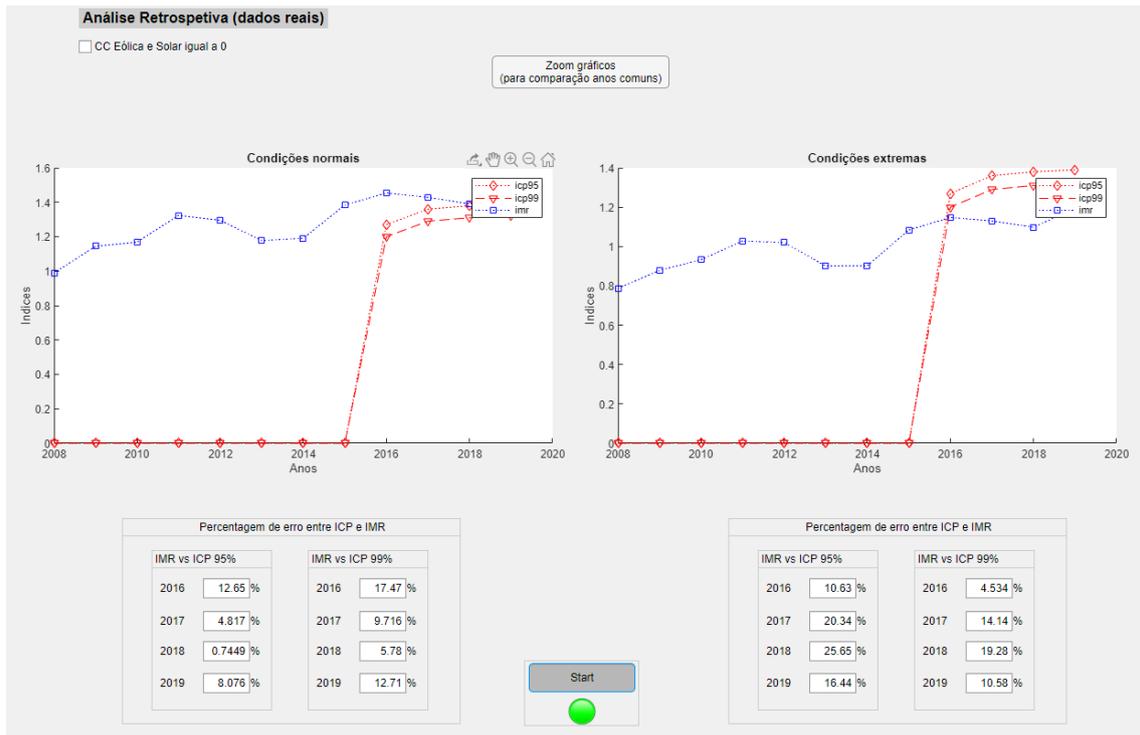


Figura A.8 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP (parametrização 1)

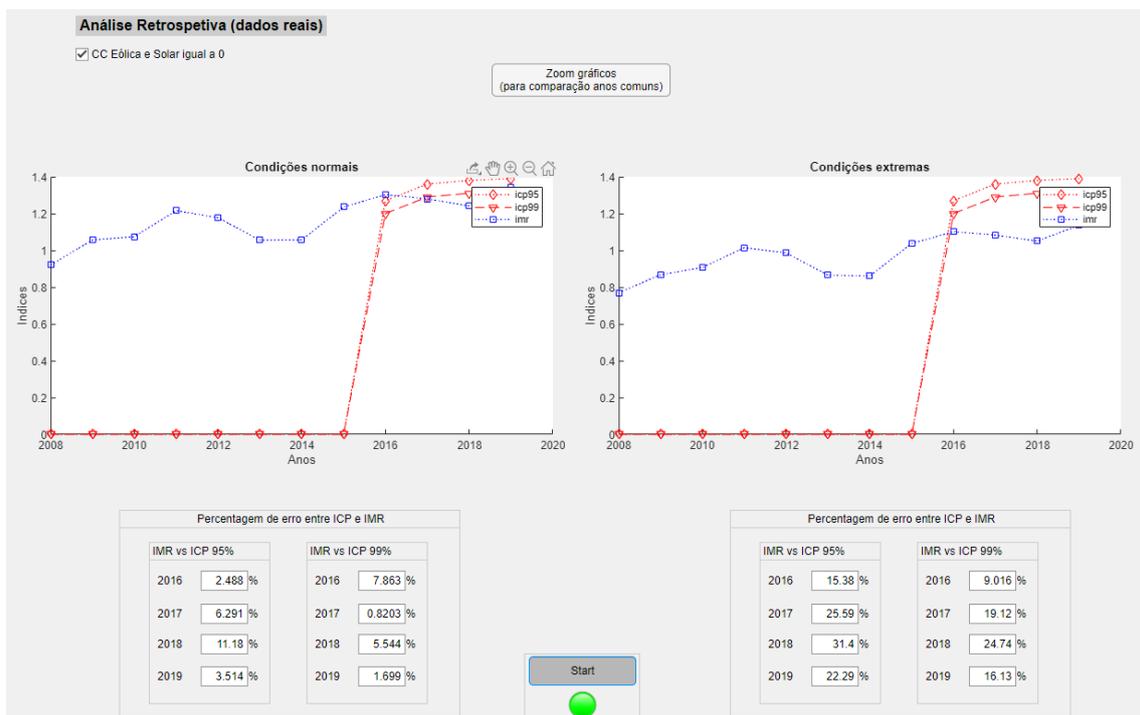


Figura A.9 – Análise retrospectiva para o cálculo do IMR para condições normais e severas em comparação com o ICP (parametrização 5)

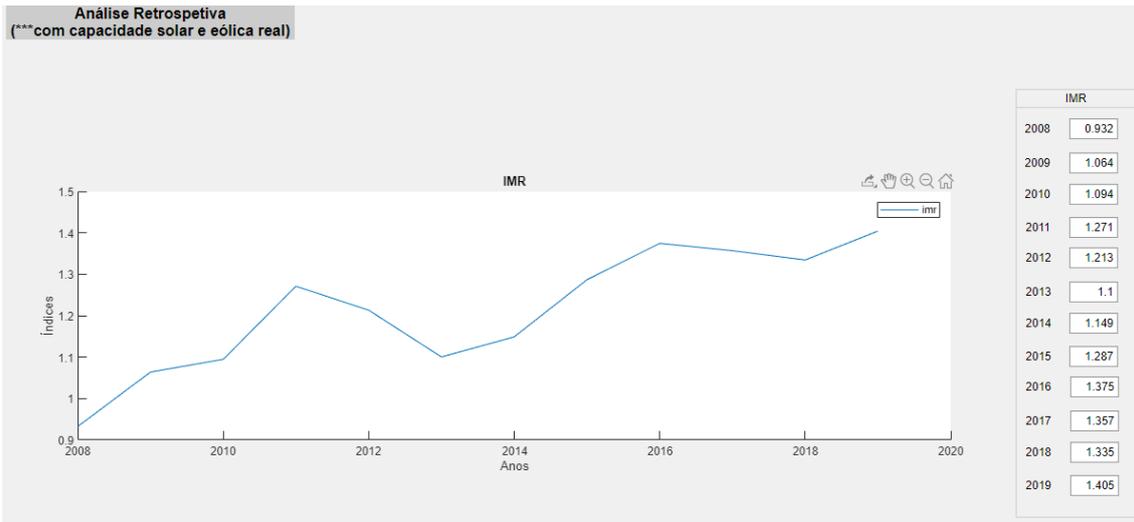


Figura A.10– Análise retrospectiva para o cálculo do IMR método 2

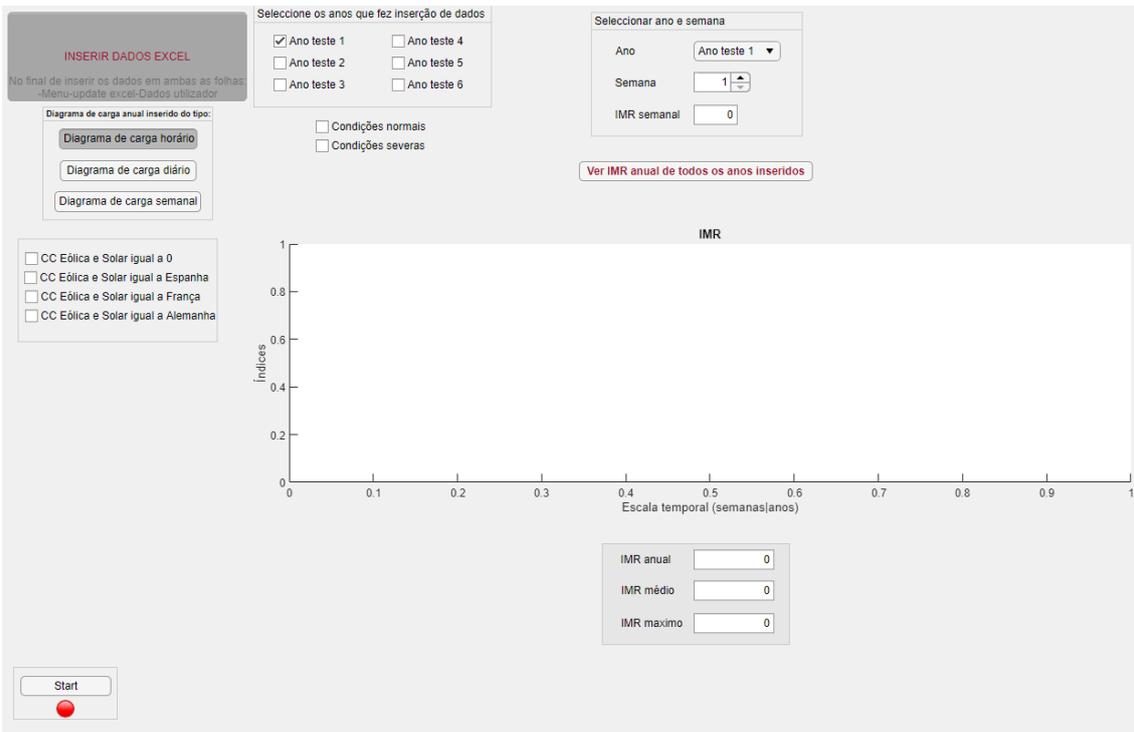


Figura A.11- Separador que permite ao utilizador realizar o cálculo do IMR para os seus dados

Tabela A.1 – Tabela comparativa entre IMR condições normais e ICP (parametrização 1)

Anos	ICP 95%	ICP 99%	IMR condições normais	Percentagem de erro em comparação com ICP 95%	Percentagem de erro em comparação com ICP 95%
2008	-	-	0,99	-	-
2009	-	-	1,14	-	-
2010	-	-	1,17	-	-
2011	-	-	1,32	-	-
2012	-	-	1,30	-	-
2013	-	-	1,18	-	-
2014	-	-	1,19	-	-
2015	-	-	1,38	-	-
2016	1,27	1,2	1,45	12,65	17,47
2017	1,36	1,29	1,43	4,82	9,72
2018	1,38	1,31	1,39	0,75	5,78
2019	1,39	1,32	1,51	8,08	12,71

Tabela A.2 – Tabela comparativa entre IMR condições severas e ICP (parametrização 1)

Anos	ICP 95%	ICP 99%	IMR condições severas	Percentagem de erro em comparação com ICP 95%	Percentagem de erro em comparação com ICP 95%
2008	-	-	0,79	-	-
2009	-	-	0,88	-	-
2010	-	-	0,93	-	-
2011	-	-	1,03	-	-
2012	-	-	1,02	-	-
2013	-	-	0,90	-	-
2014	-	-	0,90	-	-
2015	-	-	1,08	-	-
2016	1,27	1,20	1,15	10,63	4,53
2017	1,36	1,29	1,13	20,34	14,14
2018	1,38	1,31	1,10	25,65	19,28
2019	1,39	1,32	1,19	16,44	10,58

Os resultados presentes na tabela A.1 apresentam no ano de 2008 um valor de IMR para condições normais inferior a 1 (0,99), visto que a capacidade de eólica e gás natural instaladas nesse ano, quando comparadas com o ano de 2009, apresentam uma diferença de aproximadamente 1600MW, sendo esta a razão para o valor do IMR obtido. Para todos os anos restantes o IMR para condições normais é sempre superior a 1 garantindo, assim, que a capacidade instalada foi suficiente para alimentar a procura existente nesses mesmos anos.

Relativamente ao IMR para condições severas (tabela A.2), é possível aferir que este é inferior a 1 para diversos anos, isto deve-se sobretudo ao facto de as condições de disponibilidade consideradas nas condições severas apresentarem uma restritividade elevada.

Tabela A.3 – Tabela comparativa entre IMR condições normais e ICP (parametrização 5)

Anos	ICP 95%	ICP 99%	IMR condições normais	Percentagem de erro em comparação com ICP 95%	Percentagem de erro em comparação com ICP 95%
2008	-	-	0,92	-	-
2009	-	-	1,06	-	-
2010	-	-	1,07	-	-
2011	-	-	1,22	-	-
2012	-	-	1,18	-	-
2013	-	-	1,06	-	-
2014	-	-	1,06	-	-
2015	-	-	1,24	-	-
2016	1,27	1,2	1,30	2,49	7,86
2017	1,36	1,29	1,28	6,29	0,82
2018	1,38	1,31	1,24	11,18	5,54
2019	1,39	1,32	1,34	3,51	1,70

Quanto ao IMR para condições severas de funcionamento (parametrização 5) presente na tabela A.4, este apresenta tal como acontecia para a parametrização 1 vários anos com valores de IMR inferiores a 1, o que pode ser facilmente explicado, tendo em mente que as condições de disponibilidade para esta situação são as mais restritivas em análise. Significa, por outro lado a necessidade do aumento de capacidade de geração despachável.

Tabela A.4 – Tabela comparativa entre IMR condições severas e ICP (parametrização 5)

Anos	ICP 95%	ICP 99%	IMR condições severas	Percentagem de erro em comparação com ICP 95%	Percentagem de erro em comparação com ICP 95%
2008	-	-	0,77	-	-
2009	-	-	0,87	-	-
2010	-	-	0,91	-	-
2011	-	-	1,01	-	-
2012	-	-	0,99	-	-
2013	-	-	0,87	-	-
2014	-	-	0,86	-	-
2015	-	-	1,04	-	-
2016	1,27	1,2	1,10	15,38	9,02
2017	1,36	1,29	1,08	25,59	19,12
2018	1,38	1,31	1,05	31,40	24,74
2019	1,39	1,32	1,14	22,29	16,13

Tabela A.5 – Condições de disponibilidade relativas ao método 2

Tecnologias de geração	Condições normais (%)	
	Inverno	Verão
Hídrica	84,14	61,36
Bombagem	90,59	94,19
Eólica	*	*
Biomassa	59,58	56,89
Solar	*	*
Carvão	100	100
Gás Natural	92,80	81,62
Outras não renováveis	54,96	66,67
Outras PRE	100	100

Onde

* Valores reais de geração eólica e solar

Apêndice B

Quando na figura A.1 é feita a seleção “Análise do comportamento da variável renovável e geração dos vetores anuais da geração solar e eólica”, o utilizador é redirecionado para esta ferramenta e obtém no seu ecrã o resultado presente na figura B.1. Nesta é possível observar todos os separadores que compõem esta ferramenta e que serão de seguida devidamente apresentados, de forma a ser mais facilmente perceptível como são criados os vetores de geração para ambas as renováveis.

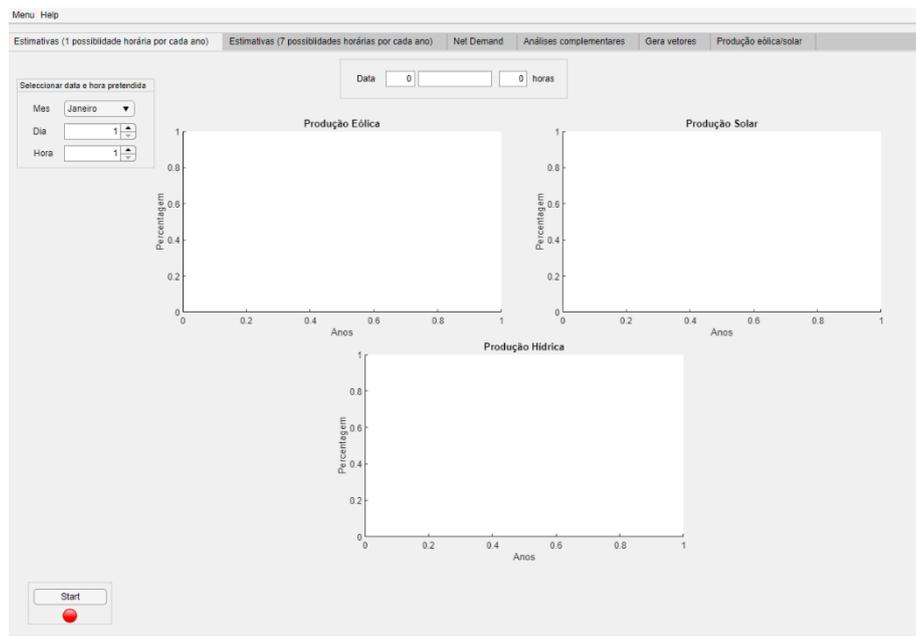


Figura B.1- Primeiro separador da ferramenta relativa à componente de modelação da geração eólica e solar

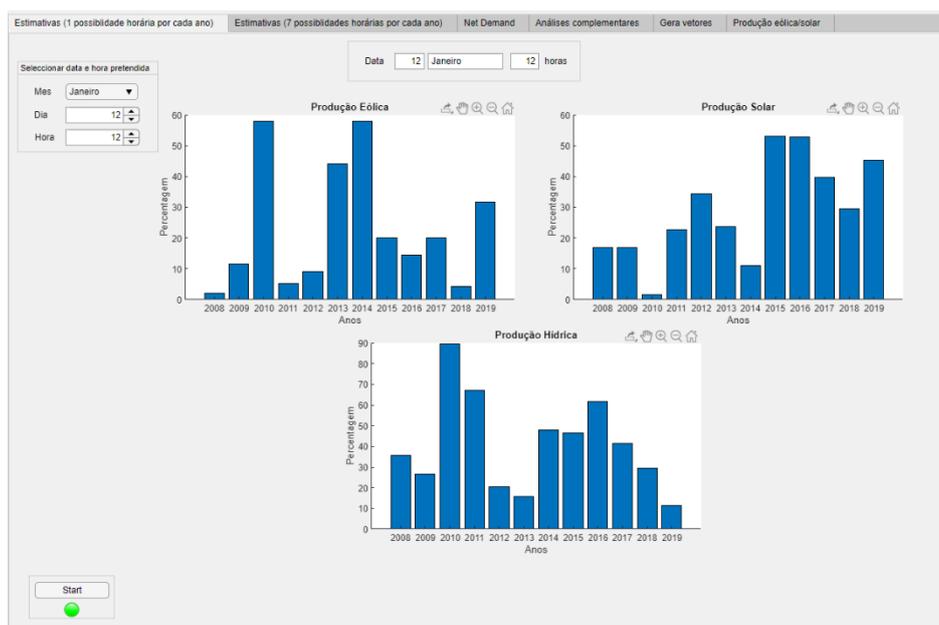


Figura B.2- Simulação de exemplo resultante do separador “Estimativas (1 possibilidade horária por cada ano)”

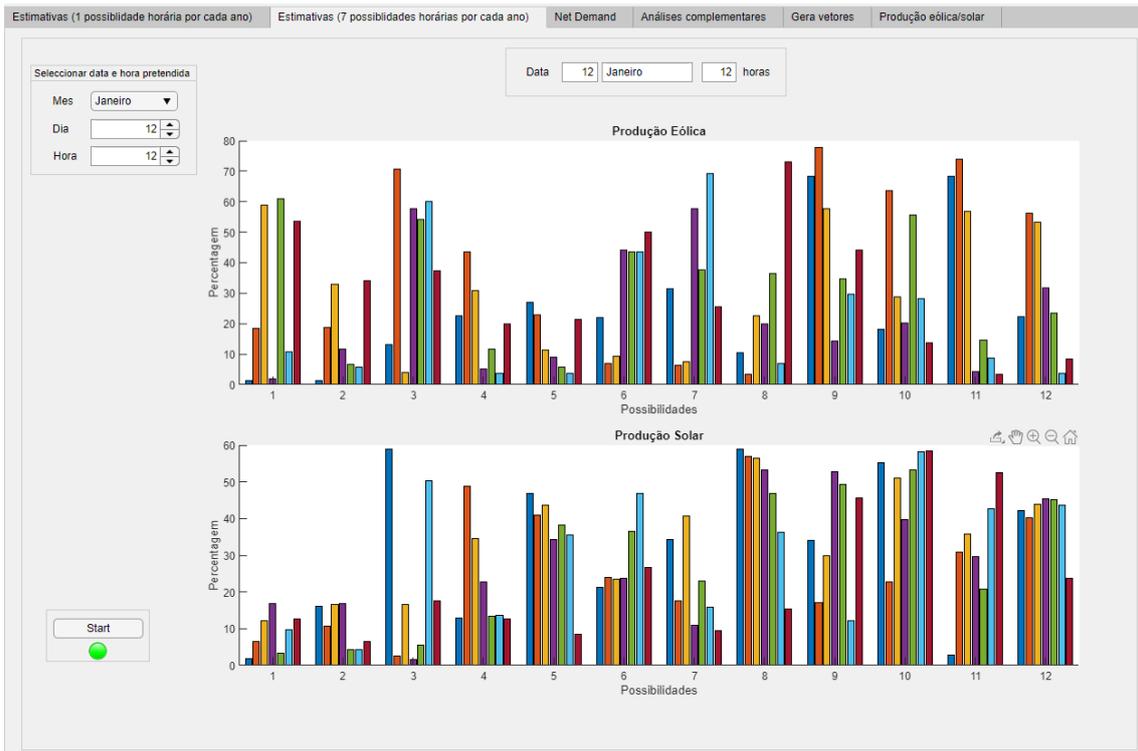


Figura B.3- Simulação de exemplo resultante do separador “Estimativas (7 possibilidade horária por cada ano)”

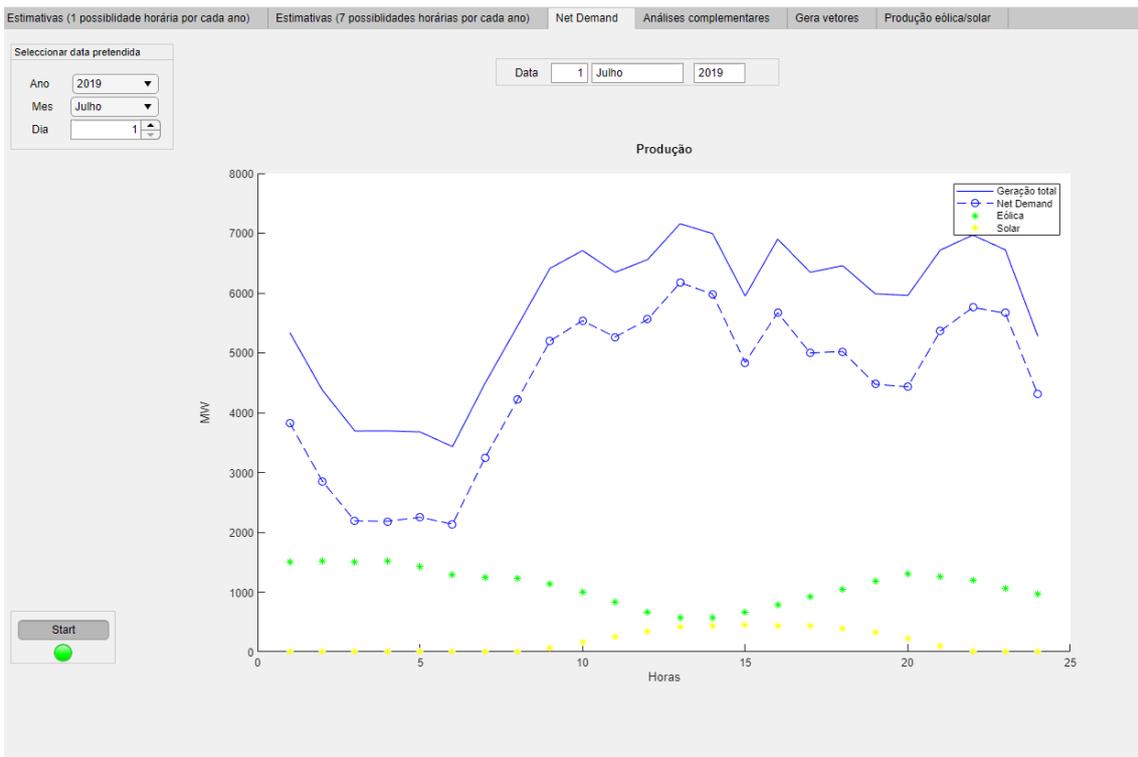


Figura B.4- Simulação de exemplo resultante do separador “Net Demand”

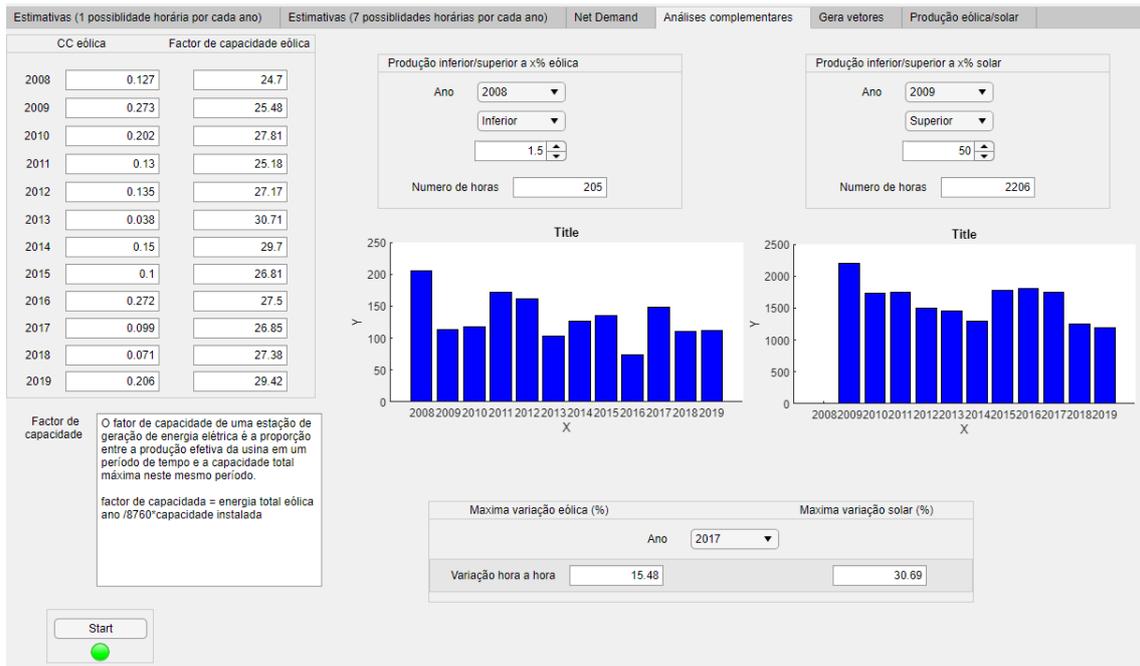


Figura B.5- Simulação de exemplo resultante do separador “Análises complementares”



Figura B.6- Separador que permite a criação de vetores

```

funcsolar.m x funcolica.m x +
1 function funcsolar
2 load matlab.mat;
3
4 s=1;
5 y=zeros(8784);
6 A=transpose(b(s,:));
7
8 A=A(A<9998);
9 x=(randi(numel(A)));
0 y(s,1)=A(x);
    
```

Figura B.7- Fragmento da função que permite criar vetores para a geração solar

```

funcneolica.m* x +
1 function funcneolica
2 load matlab.mat;
3
4 s=1;
5 y=zeros(8784);
6 A=transpose(a(s,:));
7
8 A=A(A>0.01);
9 x=(randi(numel(A)));
10 y(s,1)=A(x);

```

Figura B.8- Fragmento da função que permite criar vetores para a geração eólica

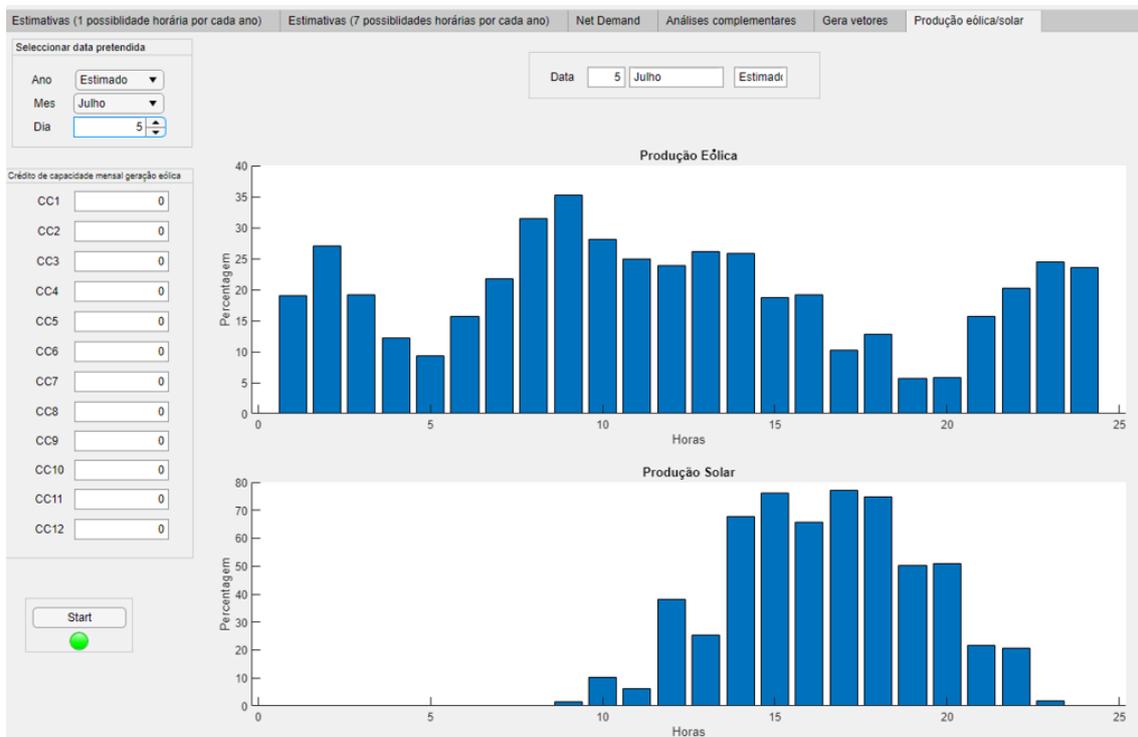


Figura B.9- Simulação de exemplo resultante do separador “Produção eólica/solar”, para os vetores criados

Apêndice C

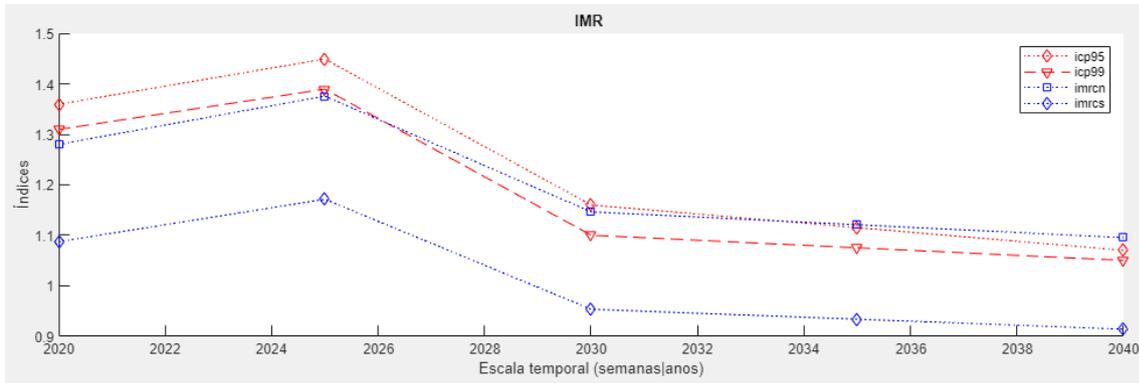


Figura C.1 - Trajetória de ambição, parametrização 5 com aumento em 2040 na capacidade instalada de gás natural de 310 MW

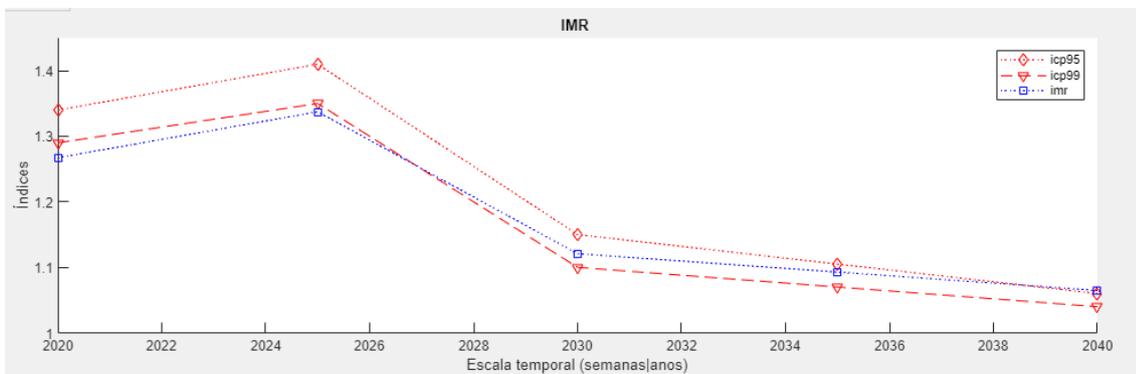


Figura C.2 - Trajetória de ambição com procura superior, parametrização 5 com aumento em 2030 na capacidade instalada de gás natural de 310 MW e em 2040 de 775 MW

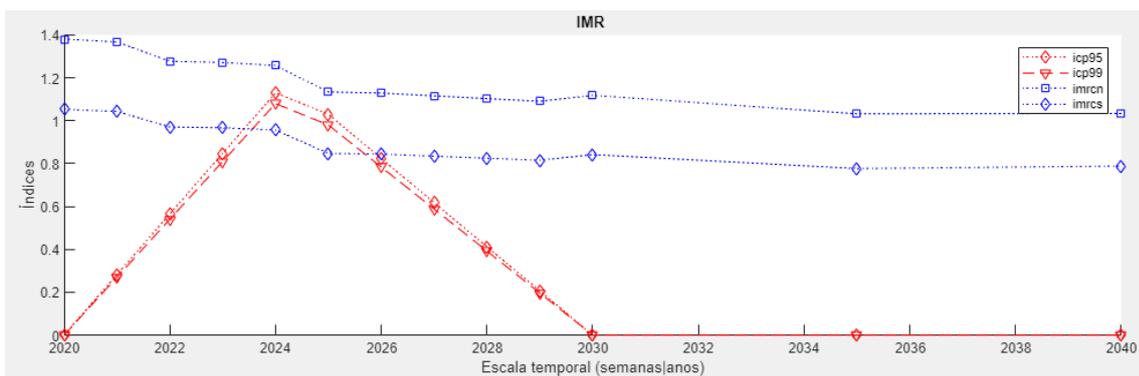


Figura C.3 – Teste de Stress, parametrização 1

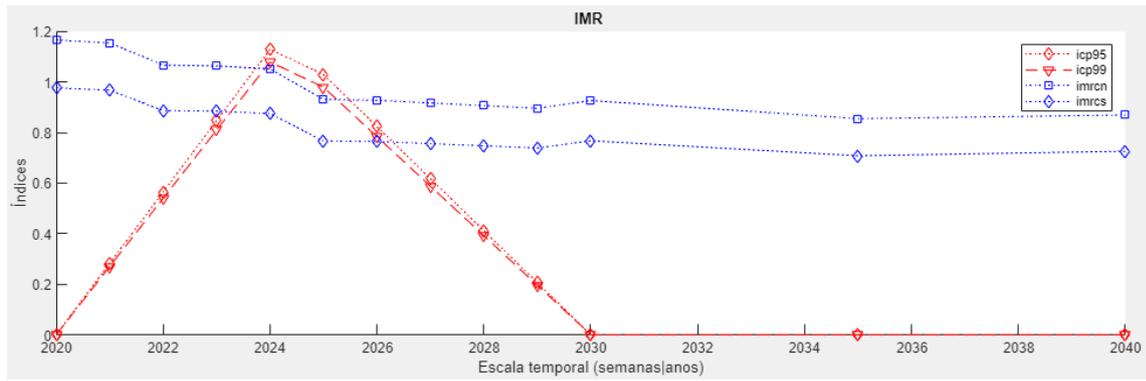


Figura C.4 – Teste de Stress, parametrização 5

Tabela C.1- Capacidade instalada segundo a trajetória de continuidade 2020-2040

Anos	Total (MW)	Hídrica	Hídrica com bombagem	Eólica	Biomassa	Solar	Carvão	Gás Natural	Ondas
2020	21 421	4200	2797	5382	1009	1693	1756	4583	1
2021	22 831	4314	3677	5382	1008	2098	1756	4595	1
2022	23 551	4314	3677	5635	1008	2564	1756	4595	2
2023	24 043	4474	3677	5655	1009	2868	1756	4595	9
2024	24 490	4474	3677	5673	1012	3287	1756	4595	16
2025	24 947	4484	3677	5693	1014	3706	1756	4595	22
2026	25 805	4798	3677	5717	1014	4220	1756	4595	28
2027	26 423	4874	3677	5739	1014	4735	1756	4595	33
2028	27 029	4903	3677	5764	1014	5281	1756	4595	39
2029	27 632	4932	3677	5787	1014	5827	1756	4595	44
2030	27 037	4961	4232	5812	1014	6373	0	4595	50
2035	28 939	4961	4232	6179	991	7856	0	4595	125
2040	30 205	4961	4232	6545	968	8704	0	4595	200

Tabela C.2 – Evolução do consumo total anual para a trajetória de continuidade (GWh) 2020-2040

Anos	Consumo total (GWh)
2020	50855
2021	51166
2022	51492
2023	51822
2024	52153
2025	52482
2026	52812
2027	53143
2028	53470
2029	53796
2030	54119
2035	56870
2040	59470

Tabela C.3- Capacidade instalada segundo as trajetórias de ambição 2020-2040

Anos	Total (MW)	Hídrica	Hídrica com bombagem	Eólica	Biomassa	Solar	Carvão	Gás Natural	Ondas
2020	21 507	4200	2797	5382	1009	1779	1756	4583	1
2021	23 009	4314	3677	5382	1008	2276	1756	4595	1
2022	23 819	4314	3677	5635	1008	2832	1756	4595	2
2023	24 414	4474	3677	5663	1009	3231	1756	4595	9
2024	25 533	4474	3677	5692	1012	4311	1756	4595	16
2025	26 658	4484	3677	5719	1014	5391	1756	4595	22
2026	26 210	4798	3677	5806	1014	6292	0	4595	28
2027	27 280	4874	3677	5893	1014	7194	0	4595	33
2028	28 378	4903	3677	5984	1014	8166	0	4595	39
2029	29 476	4932	3677	6076	1014	9138	0	4595	44
2030	30 139	4961	4232	6167	1014	10110	0	3605	50
2035	34 061	4961	4232	6950	991	13147	0	3605	175
2040	37 107	4961	4232	7734	968	15307	0	3605	300

Tabela C.4 – Evolução do consumo total anual para a trajetória de ambição (GWh) 2020-2040

Anos	Consumo total (GWh)
2020	50833
2021	51113
2022	51408
2023	51713
2024	52023
2025	52337
2026	52650
2027	52972
2028	53300
2029	53636
2030	53980
2035	57044
2040	60359

Tabela C.5 – Evolução do consumo total anual para a trajetória de ambição com procura superior (GWh) 2020-2040

Anos	Consumo total (GWh)
2020	51342
2021	51812
2022	52303
2023	52810
2024	53328
2025	53855
2026	54388
2027	54934
2028	55492
2029	56064
2030	56649
2035	60983
2040	65664

Tabela C.6 - Capacidade instalada para o teste de stress 2020-2040

Anos	Total (MW)	Hídrica	Hídrica com bombagem	Eólica	Biomassa	Solar	Carvão	Gás Natural	Ondas
2020	20 214	4200	2797	5382	1009	1666	576	4583	1
2021	20 226	4200	2797	5382	1009	1666	576	4595	1
2022	19 650	4200	2797	5382	1009	1666	0	4595	1
2023	19 650	4200	2797	5382	1009	1666	0	4595	1
2024	19 650	4200	2797	5382	1009	1666	0	4595	1
2025	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2026	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2027	18660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2028	18660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2029	18660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2030	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2035	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1
2040	18 660	4200	2797	5382	1009	1666	0	3605	1

Tabela C.7 – Evolução do consumo total anual para o teste de stress (GWh) 2020-2040

Anos	Consumo total (GWh)
2020	51375
2021	51915
2022	52474
2023	53045
2024	53627
2025	54217
2026	54833
2027	55464
2028	56110
2029	56771
2030	57444
2035	62262
2040	67204

Tabela C.8 – Percentagem de erro existente entre o IMR condições normais e o ICP para a trajetória de continuidade, parametrização 5

Anos	Percentagem de erro para ICP 95%	Percentagem de erro para ICP 99%
2020	5,50	2,38
2025	4,24	1,33
2030	5,85	1
2035	4,11	0,93
2040	2,23	3,01

Na tabela C.9 estão presentes as percentagens de erro existentes entre o IMR para condições normais e o ICP para a trajetória de ambição. De realçar que os valores do ICP têm em conta um aumento de capacidade de 310 MW proveniente do incremento de geração térmica. Foram obtidas percentagens de erro máximas de 3,01% quando comparados os resultados do IMR com o ICP 99%.

Tabela C.9 – Percentagem de erro existente entre o IMR condições normais e o ICP para a trajetória de ambição, parametrização 5 com aumento de capacidade em 2040

Anos	Percentagem de erro para ICP 95%	Percentagem de erro para ICP 99%
2020	6,22	2,31
2025	5,37	1,01
2030	1,19	4,04
2035	0,36	3,93
2040	1,98	3,81

Na tabela C.10 encontram-se as percentagens de erro existentes entre os resultados do IMR para condições normais segundo a parametrização 5 e o ICP, onde se pode verificar uma percentagem de erro máxima entre resultados de 2,33%. Sendo mais uma vez uma garantia que esta parametrização permite a obtenção de resultados de IMR próximos dos valores de ICP calculados nos RMSA-E.

Tabela C.10 – Percentagem de erro existente entre o IMR condições normais e o ICP para a trajetória de ambição com procura superior, parametrização 5, com aumento de capacidade

Anos	Percentagem de erro para ICP 95%	Percentagem de erro para ICP 99%
2020	5,74	1,79
2025	5,43	0,94
2030	2,6	1,86
2035	1,12	2,09
2040	0,45	2,33

Tabela C.11 – IMR e ICP para trajetória de continuidade

Anos	Condições normais			Condições severas			ICP	
	IMR 2	IMR 3	IMR 4	IMR 2	IMR 3	IMR 4	ICP 95%	ICP 99%
2020	1,47	1,40	1,37	1,17	1,12	1,11	1,35	1,31
2021	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	1,59	1,53	1,49	1,25	1,23	1,21	1,43	1,39
2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	1,48	1,44	1,39	1,13	1,12	1,09	1,31	1,25
2035	1,43	1,40	1,35	1,09	1,08	1,05	1,24	1,18
2040	1,38	1,35	1,31	1,05	1,04	1,01	1,17	1,11

Para as parametrizações 2, 3 e 4, como já foi mencionado são utilizados os CC para a geração eólica e solar atribuídos pela ENTSO-E para Espanha, França e Alemanha respetivamente. Porém, tal como já acontecia na análise retrospectiva estas parametrizações não apresentam valores de IMR resultantes muito próximos dos valores de ICP, como se pode observar na tabela C.11. Recorrendo à ferramenta, das três parametrizações, o cálculo do IMR para condições normais segundo a parametrização 4 é aquele que se aproxima mais do ICP 95% com uma margem de erro a variar entre 1,45% e 10,91%. Isto acontece, pois é a parametrização que considera menores créditos de capacidade para a geração eólica e solar, e como se poderá observar na parametrização 5, quanto mais próximo de zero for esse CC mais próximos serão os resultados do IMR para condições normais e do ICP.

Todavia, realizando uma análise de adequação ao SEN utilizando o IMR para as parametrizações 2, 3 e 4 é possível perceber que para todas as simulações efetuadas o sistema apresenta capacidade suficiente para satisfazer a procura prevista de 2020 a 2040. Apesar de, especialmente na parametrização 4 se consideradas condições severas, o valor resultante de IMR é já muito próximo de 1, o que indica que se a procura continuar a aumentar nos anos seguintes e não existir reforço de capacidade instalada, o sistema pode não ter condições de suprimir todas as suas necessidades.

Tabela C.12 – IMR e ICP para trajetória de ambição

Anos	Condições normais			Condições severas			ICP	
	IMR 2	IMR 3	IMR 4	IMR 2	IMR 3	IMR 4	ICP 95%	ICP 99%
2020	1,47	1,40	1,37	1,18	1,12	1,11	1,36	1,31
2021	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	1,60	1,57	1,52	1,25	1,25	1,22	1,45	1,39
2026	-	-	-	-	-	-	1,26	1,20
2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	1,40	1,37	1,33	1,05	1,04	1,01	1,16	1,10
2035	1,36	1,32	1,28	1,01	1,00	0,97	1,075	1,115
2040	1,32	1,27	1,23	0,97	0,95	0,92	-	-
2040**	1,35	1,30	1,26	0,99	0,98	0,95	1,07	1,05

Onde

** com compensação de capacidade instalada de 310 MW em 2040

Os resultados do IMR para as parametrizações 2, 3, 4 (tabela C.12) quando comparados com o IMR para a parametrização 1 e com o ICP, aproximam-se sobretudo do IMR para a parametrização 1, o que indica que estas parametrizações continuam a não conduzir a resultados de IMR próximos do ICP. Deste modo e como as análises seriam semelhantes ao IMR para a parametrização 1, não serão realizadas quaisquer análises adicionais para estas parametrizações.

Tabela C.13 – IMR e ICP para trajetória de ambição com procura de superior

Anos	Condições normais			Condições severas			ICP	
	IMR 2	IMR 3	IMR 4	IMR 2	IMR 3	IMR 4	ICP 95%	ICP 99%
2020	1,45	1,38	1,36	1,17	1,11	1,10	1,29	1,34
2021	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	1,55	1,52	1,47	1,22	1,21	1,19	1,35	1,41
2026	-	-	-	-	-	-	1,22	1,16
2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	1,34	1,30	1,27	1,00	0,99	0,96	-	-
2035	1,27	1,24	1,20	0,95	0,93	0,91	-	-
2040	1,21	1,17	1,13	0,89	0,88	0,85	-	-
2030**	1,37	1,33	1,30	1,03	1,02	0,99	1,15	1,1
2040**	1,30	1,26	1,22	0,97	0,96	0,93	1,06	1,04

Onde

** com compensação de capacidade instalada de 310 MW e 775 MW em 2030 e 2040 respetivamente

Tal como acontece para a trajetória anterior, os resultados do IMR para as parametrizações 2, 3, 4 (tabela C.13) apresentam resultados e tendências semelhantes aos resultados do IMR para a parametrização 1, assim como as análises seriam semelhantes à parametrização 1, não serão realizadas quaisquer análises adicionais para estas parametrizações.

Tabela C.14 – Trajetória de continuidade, IMR segundo método 2

Anos	IMR	P(H)	P(M)	P(R)	LOLP	LOLE (h/dia)
2020	1,40	0,97395	0,02605	0	0	0
2025	1,46	0,987123	0,012877	0	0	0
2030	1,31	0,912374	0,087603	0,00002	0,00002	0,00048
2035	1,25	0,844406	0,154429	0,00116	0,00116	0,0384
2040	1,2	0,775479	0,220822	0,00370	0,00370	0,0888

Tabela C.15 – Trajetória de ambição, IMR segundo método 2

Anos	IMR	P(H)	P(M)	P(R)	LOLP	LOLE (h/dia)
2020	1,40	0,97441	0,02559	0	0	0
2025	1,48	0,99075	0,00925	0	0	0
2030	1,26	0,92343	0,07349	0,00308	0,00308	0,07392
2035	1,20	0,90251	0,09091	0,00658	0,00658	0,15792
2040	1,15	0,87884	0,10856	0,01260	0,01260	0,3024

Tabela C.16 – Trajetória de ambição com aumento da procura, IMR segundo método 2

Anos	IMR	P(H)	P(M)	P(R)	LOLP	LOLE (h/dia)
2020	1,38	0,97078	0,02922	0	0	0
2025	1,44	0,98559	0,01441	0	0	0
2030	1,20	0,88922	0,10329	0,00749	0,00749	0,17976
2035	1,13	0,85101	0,13212	0,01687	0,01687	0,40488
2040	1,06	0,80578	0,16333	0,03089	0,03089	0,74136

Tabela C.17 – Teste de Stress, IMR segundo método 2

Anos	IMR	P(H)	P(M)	P(R)	LOLP	LOLE (h/dia)
2020	1,22	0,87938	0,11829	0,00233	0,00233	0,05592
2025	0,98	0,49176	0,43340	0,07484	0,07484	1,7962
2030	0,94	0,38742	0,47758	0,135	0,135	3,24
2035	0,87	0,23726	0,48299	0,27975	0,27975	6,714
2040	0,81	0,1271	0,44767	0,42523	0,42523	10,2055

Reserves Calculation Method	Chronological/Sequential MCS	Option 2	Option 3	Option 4	Option 5
1	% Secondary Generation	0.1			
	% Tertiary Generation Up	0.1			
	% Tertiary Generation Down	0.1			
Time Interval B7EG	% Secondary Demand				
	% Tertiary Demand Up				
	% Tertiary Demand Down				
User Manual Insert a whole number for the desired time interval. The time interval is the size of the generation and the demand vector.	% Secondary Wind				
	% Tertiary Wind Up				
	% Tertiary Wind Down				
	% Secondary Solar				
	% Tertiary Solar Up				
	% Tertiary Solar Down				

Vectors	Parametrizations (Chronological/Sequential MCS)									
	Pumping	Exportation	Demand Response	Load	Hydro	Nuclear	Diesel	Gas	Maintenances	Other
Demand	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Generation	Biomass	Mini-Hydro	Importation	Cogeneration	Solar	Wind	Coal	Nuclear	Diesel	Gas
Availability Coefficients	Pumping	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Availability Indices	Pumping	Biomass	Mini-Hydro	Cogeneration	Solar	Wind	Hydro	Importation	Exportation	Other
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Number of Simulations	Save Mode for MCS Chronological Only	Severe Conditions	Type of Monte Carlo Simulation	User Manual
1	A - Data for each simulation	Hydro 0.1	Chronological/Sequential Simulation	Type 1 or 2 type of simulation that you want to use and 0 in the other.
	B - Data of all simulations	Solar 0.1	Non-Chronological/Non-Sequential Simulation	
User Manual Insert a whole number for the number of Monte Carlo Simulations.	B1 - Indexes Values from all Simulations and Final Indexes	Wind 0.1		
	B2 - Final Indexes Values Only	Mini-Hydro 0.1	Parametrizations (Non-Chronological/Non-Sequential MCS)	
		Biomass 0.1	Aggregation of States in TPPG	
		Cogeneration 0.1	Stop between states (in MW)	
		Pumping 0.1	Yes/No	
		Load 0.1	0	
			50	

Reserve Calculation Method (Non-Chronological MCS)	Reserves	System Demand (Non-Chronological MCS)
3	1	Pumping
If you pick Method 2	0.1	Exportation
If you pick Method 3	40	Demand Response
		Load
		Peak Value
		185

Anexo 4 – Ferramenta de teste