

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



**Uma abordagem à modelação do planeamento da integração de
Energias Renováveis num sistema electroprodutor.**

Tiago Miguel Lopes Chaves

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Professora Ana Isabel Lopes Estanqueiro
Professor António Luiz Moura Joyce

2018

“Quando a cabeça não tem juízo e consomes mais do que é preciso, o corpo é que paga.”

- António Variações, in “... O corpo é que paga”

Agradecimentos

A realização deste trabalho requereu a utilização de vários dados, alguns de difícil acesso, por isso, gostaria de agradecer a todos aqueles que foram importantes ao longo da realização do estudo. Gostaria de agradecer às professoras Ana Estanqueiro e Teresa Simões, pela ajuda com os dados referentes à velocidade do vento, ao assistente técnico do LNEG Rui Rodrigues, pela ajuda com a extração dos dados de radiação solar, e de maneira especial ao professor António Joyce por toda a ajuda e paciência prestadas ao longo da realização do trabalho, sem a sua preciosa ajuda não iria ser possível a realização do mesmo.

Gostaria de agradecer também ao estagiário Alberto Trapani, pelas ajudas prestadas no *Simulink* por intermédio do professor António Joyce, ao bolsheiro Duarte Santos, aos meus colegas de curso que me foram ajudando em algum momento na realização da dissertação (Bruno Veiga, Miguel Runa, Carlos Sousa e Ricardo Portela Rosa) e à bolsreira Ana Rita Machado, pela ajuda prestada na fase final do trabalho.

Por último, também gostaria de agradecer também ao professor António Joyce pelo conhecimento cedido fora do âmbito da dissertação, nas conversas após as discussões sobre o trabalho em si.

Resumo

As crescentes alterações climáticas tornam cada vez mais urgente a mudança do paradigma energético. Contudo a grande variabilidade da produção de certas energias renováveis dificulta a sua penetração no sistema electroprodutor, sendo necessárias ferramentas que permitam estudar os mecanismos de flexibilidade necessários a uma maior penetração de energia eléctrica proveniente de fontes renováveis. Este trabalho pretende desenvolver um modelo na plataforma *Matlab/Simulink* que, apesar de simplificado, seja capaz de simular o balanço energético de um sistema electroprodutor. Assim, a partir dos dados das potências nominais para os vários tipos de centrais renováveis nacionais (energia solar fotovoltaica, energia eólica, grandes hídricas e térmicas renováveis), centrais térmicas alimentadas a combustíveis fósseis (carvão e gás natural), dos dados nacionais do consumo de energia eléctrica e de alguns dados meteorológicos (radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento), construiu-se um sistema energético aplicado ao caso nacional. No caso da energia eólica a simulação realizou-se com base num modelo de aerogerador que se considerou o mais representativo em Portugal, enquanto que no caso da energia solar fotovoltaica o modelo escolhido foi de um modelo padrão de 250 W de potência. À excepção do gerador de referência, os restantes elementos do modelo fornecem energia ao sistema, ou dissipam-na, através de um conversor DC/AC trifásico, que funciona por fasores. Esta opção permite que o modelo seja rápido na simulação típica de um ano de funcionamento e permite a realização de trabalhos futuros, como a introdução de um modelo de rede, em corrente AC trifásica. Através das simulações foi possível verificar que, para Portugal, o aumento da energia solar fotovoltaica é mais eficaz na redução da produção de energia fóssil e que a penetração de energia eólica é mais dependente do armazenamento de energia. O modelo poderá ter potencial para ser utilizado em simulações de outros aspetos de um sistema energético como por exemplo, diferentes opções de gestão de sistemas energéticos, incluindo o corte da produção renovável, ou no impacto no sistema electroprodutor de novas formas de produção e consumo de energia eléctrica (Prosumidores).

Palavras-chaves: Energias Renováveis; Balanço de Energia; *Simulink*; Mecanismos de Flexibilidade.

Abstract

Growing climate change has made even more urgent to change the energy paradigm. However, the great variability of the production by some renewable energies makes difficult to penetrate on the electroproduction system, so we need tools to study the flexibility mechanisms needed for a bigger penetration of electric energy from renewable sources. This work intends to develop a model in the Matlab/Simulink platform that, although simplified, be able to simulate the energy balance of an electric energy supplier system. Thus, from the nominal power data for the various types of national renewable energy sources (photovoltaic solar energy, wind energy, large hydropower plants and renewable thermal power plants), fossil fuel power plants (coal and natural gas), national electric energy consumption data and some meteorological data (solar radiation, temperature and wind speed), an energy system was constructed applied to the national case. For wind power plants, the simulation was based on a model of wind turbine that was considered the most representative in Portugal, but for photovoltaic solar energy the model of panels chosen was a standard model with a peak power of 250 W. Apart from the reference generator, the remaining elements of the energy system supply electric energy, or dissipate it, through a three-phase DC / AC converter, which works by "phasors". This option allows the model to be fast in typical simulation to a year of operation and allows future work, such as the introduction of a grid model, able to perform simulations for a three-phase AC current. Through the simulations, it was possible to verify that, for Portugal, the increase of photovoltaic solar energy is more effective in reducing the production of fossil energy and that the penetration wind energy is more dependent on energy storage. The model may have potential to be used in simulation of other aspects of an energy system such as, for example, different management options, including curtailment, or on impact on the electric energy supplier system for new ways of production and consuming of electric energy (Prosumers).

Keywords: Renewable Energies; Energy Balance; *Simulink*; Flexible Mechanisms.

Índice

Agradecimentos.....	III
Resumo.....	V
Abstract	VI
Índice de Figuras	IX
Índice de Gráficos	X
Índice de Tabelas.....	XI
Abreviaturas e Simbologia	XIII
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	1
1.2. Objectivos.....	1
2. Estado da Arte	3
2.1. Enquadramento Regulatório da produção renovável.....	3
2.2. Mercado Energético	4
2.2.1. Integração de Renováveis no Mercado Energético Grossista	4
2.2.2. Estrutura do Mercado Energético em Portugal.....	4
2.3. Estudos de Integração de Energias Renováveis Variáveis	5
3. Metodologia e Modelação	9
3.1. Simulink e Modelos base	9
3.2. Conversor de corrente DC /AC trifásica	10
3.3. Representação de Sistemas Eléctricos.....	12
3.3.1. Centros Electroprodutores	13
3.3.2. Consumo de Energia (Cargas).....	18
3.3.3. Sistema de Armazenamento	18
3.3.4. Sistema de Apoio Energético (Interligações).....	20
3.4. Gestão do Sistema Energético.....	21
3.4.1. Pressupostos da Gestão do Sistema Energético	21
3.4.2. Prioridade de Acesso no Balanço Energético.....	22
3.4.3. Observações.....	26
4. Dados de Simulação Base	29
4.1. Energia Eólica	29
4.1.1. Velocidade do Vento	29
4.1.2. Produção Eólica Nacional	29
4.1.3. Modelo da Eólica de Referência.....	29
4.2. Energia Solar Fotovoltaica	32
4.2.1. Radiação e Temperatura	33
4.2.2. Produção Fotovoltaica Nacional.....	33

4.2.3.	Modelo do Painel Fotovoltaico de Referência	33
4.3.	Energias Renováveis Controláveis	33
4.3.1.	Tipos de Energias Renováveis Controláveis em Portugal Continental	33
4.3.2.	Considerações para as Diferentes Renováveis Controláveis	34
4.4.	Centrais Térmicas Fósseis	34
4.4.1.	Potência Nacional.....	34
4.4.2.	Potência de Reserva.....	34
4.5.	Consumidores (Carga).....	35
4.6.	Capacidade de Armazenamento	35
4.6.1.	Características do Armazenamento	35
4.6.2.	Considerações do Armazenamento	36
4.7.	Interligações do Sistema Energético	36
5.	Resultados	37
5.1.	Resultados da Construção do Modelo Simplificado.....	37
5.1.1.	Resultados para o Conversor DC/AC trifásico.....	37
5.1.2.	Modelo de Gestão do Sistema Energético.....	39
5.1.3.	Introdução dos Dados Variáveis no Modelo	41
5.1.4.	Integração do Gerador “Reference” no Modelo.....	42
5.1.5.	Simulação dos Dados Nacionais	43
5.2.	Resultados das Simulações com o Modelo	44
5.2.1.	Simulação Inicial de Análise ao Modelo.....	44
5.2.2.	Eliminação das Centrais a Carvão (Sines e Pego) ao Modelo.....	45
5.2.3.	Incrementos ao Armazenamento	48
5.2.4.	Cenário Futuro para as Energias Renováveis em Portugal.....	48
6.	Conclusões	51
6.1.	Fragilidades do Modelo.....	52
6.2.	Melhorias / Desenvolvimentos Futuros.....	52
7.	Referências Bibliográficas	55
Anexos.....		61
Anexo A: Modelo Físico e Modelo Numérico (Conversor DC/AC trifásico)		63
Anexo B: Modelo Simplificado da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor		65
Anexo C: Gráficos Testes ao modelo.....		67
Anexo D: Gráficos Simulações com o modelo		71
Anexo E: Bloco “powergui” e importação de dados.....		75
Anexo F: Esquema da Gestão do Sistema Energético.....		76

Índice de Figuras

Figura 2.1. Comportamento da Curva da procura de electricidade ao deslocamento da curva da oferta	4
Figura 2.2. Efeito no preço da energia à deslocação da curva da oferta para diferentes alturas do dia.	4
Figura 3.1. Resultados para os diferentes tipos de simulação no Simulink:	9
Figura 3.2. Conversor DC para AC trifásico – Modelo “físico”:	10
Figura 3.3. Conversor DC para AC trifásico – Modelo numérico:	11
Figura 3.4. Bloco “Solve Fix point Iteration”:	11
Figura 3.5. Bloco “Conjugate”:	12
Figura 3.6. Modelo simplificado da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor:	13
Figura 3.7. Blocos produtores (“Reference”, “DRE” e “VRE”):	13
Figura 3.8. Bloco “DRE” e todo o sistema relativo às DRE:	14
Figura 3.9. Bloco “PV Generator” e todo o sistema PV:	15
Figura 3.10. Interior do Bloco “PV Generator”:	15
Figura 3.11. Bloco “Wind Generator” e todo o sistema Wind:	17
Figura 3.12. Interior do Bloco “Wind Generator”:	17
Figura 3.13. Bloco “Storage” e todo o sistema envolvente do armazenamento:	19
Figura 3.14. Blocos de Descarga e Carregamento do armazenamento:	19
Figura 3.15. Bloco “Interconnection” e todo o sistema envolvente da interconexão:	20
Figura 3.16. Blocos de Importação e Exportação de energia:	21
Figura 3.17. Inclusão das perdas no modelo de gestão de sistemas energéticos:	27
Figura 3.18. Transformação do bloco “If Action Subsystem” do modelo de gestão do sistema energético:	28
Figura 4.1. Frequência de aerogeradores:	30
Figura 4.2. Peso na potência eólica por aerogerador:	30
Figura 4.3. Curva de Potência do aerogerador:	31
Figura 5.1. Modelo de teste para um gerador com conversor DC/AC trifásico:	37
Figura 5.2. Bloco “Measurement Converter”:	38
Figura 5.3. Modelo de teste para uma carga com conversor DC/AC trifásico:	39
Figura A.1. Conversor DC para AC trifásico – Modelo “físico”:	63
Figura A.2. Conversor DC para AC trifásico – Modelo numérico:	64
Figura A.3. Modelo simplificado da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor:	65
Figura A.4. Blocos produtores (“Reference”, “DRE” e “VRE”):	66

Índice de Gráficos

Gráfico 3.1. Resposta do gerador Reference sem passagem dos dados pelo modelo de gestão do sistema energético:	27
Gráfico 4.1. Curvas de potência determinadas:	32
Gráfico 5.1. Resultados da simulação do conversor (gerador):	38
Gráfico 5.2. Resultados da simulação do conversor (carga):	39
Gráfico 5.3. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético:	40
Gráfico 5.4. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético (dados variáveis):	41
Gráfico 5.5. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético no gerador “Reference” (dados variáveis):	42
Gráfico 5.6. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético com a integração do gerador “Reference” (dados variáveis):	43
Gráfico 5.7. Resultados da simulação do modelo para os dados nacionais:	44
Gráfico 5.8. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão:	45
Gráfico 5.9. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão (PV):	46
Gráfico 5.10. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão (Wind):	47
Gráfico 5.11. Resultados da simulação do modelo completo para as previsões da Delloite e da APREN:	49
Gráfico A.1. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético:	67
Gráfico A.2. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético (dados variáveis):	68
Gráfico A.3. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético com a integração do gerador “Reference” (dados variáveis):	69
Gráfico A.4. Resultados da simulação do modelo para os dados nacionais:	70
Gráfico A.5. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão:	71
Gráfico A.6. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão (PV):	72
Gráfico A.7. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão (Wind):	73
Gráfico A.8. Resultados da simulação do modelo completo para as previsões da Delloite e da APREN:	74

Índice de Tabelas

Tabela 4.1. Características técnicas do aerogerador E-82:.....	30
Tabela 4.2. Energia produzida pelo aerogerador E-82:.....	31
Tabela 4.3. Constantes da função da curva de potência:.....	32
Tabela 4.4. Características técnicas do modelo fotovoltaico:	33
Tabela 5.1. Dados da simulação do modelo de gestão do sistema energético (Carga e Renováveis):..	40
Tabela 5.2. Dados da simulação do modelo de gestão do sistema energético (Armazenamento e “Reference”):.....	40
Tabela 5.3. Dados da simulação do modelo de gestão do sistema energético para dados variáveis (Geradores):.....	42
Tabela 5.4. Dados da simulação do modelo de gestão do sistema energético para dados variáveis (Armazenamento):.....	42
Tabela 5.5. Dados da simulação do modelo para os dados nacionais:	43
Tabela 5.6. Dados relativos às previsões da Delloite, em parceria com a APREN, para as potências nominais nacionais:	48

Abreviaturas e Simbologia

AC	Corrente Alternada
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CO ₂	Dióxido de Carbono
C _p	Factor de Capacidade
DC	Corrente Continua
DRE	Energias Renováveis Despacháveis
E _p	Energia Potencial [J]
EWEA	Associação Europeia da Energia Eólica
g	Aceleração Gravitacional [m/s ²]
h	Altura de queda [m]
I	Corrente [A]
Irr	Irradiância [W/m ²]
LOAD	Carga
LOAD'	Consumo após esgotadas as renováveis
m	Massa [kg]
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MT	Média Tensão
η_{inv}	Eficiência do Inversor
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature [°C]
OMI	Operador de Mercado Ibérico
P	Potência Activa [W]
$\overline{P_n}$	Potência nominal média [W]
P _p	Potência de pico [W]
PV	Energia Solar Fotovoltaica
P _w	Potência Eólica [W]
Q	Potência Reactiva [VAr]
R	Resistência [Ω]
RE'	Energias Renováveis após subtração da carga
S	Potência Aparente [VA]
SoC	Estado de Carga
T _{amb}	Temperatura Ambiente [°C]

T_{cell}	Temperatura Célula [°C]
u	Velocidade do Vento [m/s]
UPP	Unidade de Pequena Produção
V	Tensão [V]
V2G	Veículo para Rede
VRE	Energia Renovável Variável
Wind	Energia Eólica
X	Reactância (Indutiva) [Ω]
z	Altura [m]
α	Constante de Arrastamento
γ_{PV}	Power Temperature Coefficient [%/°C]

1. Introdução

1.1. Motivação

Para que não haja uma colisão entre o crescimento económico e a preservação ambiental, é imperativa uma gestão dos recursos terrestres de forma mais sustentável, havendo assim uma coordenação entre o consumo e o conforto das populações (que com o passar dos anos, exibem padrões mais elevados e com maior impacto) e o meio ambiente.

Sendo o consumo energético, seja por necessidade, conforto, ou lazer, uma das maiores preocupações ambientais da atualidade, com as alterações climáticas a evidenciarem a urgência da mudança do paradigma energético, uma das soluções que atualmente faz face à necessidade de consumir energia sem a emissão de gases com efeito de estufa, responsáveis pelo aquecimento global, é a conversão de energia através de fontes renováveis (renováveis à escala temporal humana).

Como tal é necessária uma maior penetração de energias renováveis no sistema electroprodutor como a energia solar fotovoltaica, energia eólica, energia hídrica, energia geotérmica, etc., reduzindo assim as emissões de CO₂ e outros poluentes para a atmosfera. Em 2010 a produção de eletricidade e calor foram responsáveis por 25% das emissões diretas de gases com efeito de estufa a nível mundial, o que ascende a 39% se incluirmos o sector dos transportes [1].

Para o combate às alterações climáticas, a União Europeia definiu metas climatéricas e energéticas, designadas por 2020 Climate & Energy Package. Os estados membros comprometeram-se, até 2020, a uma redução de 20% das emissões de gases com efeito de estufa (em relação aos valores de 1990), aumentar até 20% a energia produzida a partir de fontes renováveis e aumentar em 20% a eficiência energética. A estas metas soma-se o compromisso assumido pelos estados assinantes do Acordo de Paris para conter o aumento da temperatura global do planeta (em relação a valores pré-industriais) limitado a um tecto máximo de 2°C. [2][3]

As energias renováveis têm um papel fulcral no cumprimento destes objectivos europeus e mundiais. No entanto, as energias renováveis, na sua grande maioria, são de natureza variável e dependem das condições climatéricas, o que as torna de difícil controlo, implicando a necessidade de criação de instrumentos de previsão, gerando constrangimentos quanto à gestão do sistema electroprodutor.

É necessário então criar ferramentas que permitam avaliar os impactos da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor, de maneira a fornecer as garantias de potência necessárias e estudar os mecanismos que permitem a integração de energias renováveis num sistema electroprodutor.

1.2. Objectivos

É pretendido com a realização deste trabalho, construir um modelo de balanço energético capaz de, num curto espaço de tempo, proceder à simulação simplificada da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor para um ano. Apesar de muito simplificado, pretende-se que o modelo seja representativo do sistema electroprodutor português, assim, serão introduzidos os principais atores/agentes do sistema electroprodutor, tal como as capacidades de operação: Produtores, Consumidores e Armazenamento. A capacidade de interligação foi também representada. Dentro dos produtores é pretendido representar os produtores de energia renovável (solar fotovoltaica, eólica,

hídrica e térmicas renováveis), tal como os produtores térmicos de energia com origem não renovável (carvão e gás natural).

No presente trabalho, pretende-se também construir um modelo de gestão do sistema energético, onde será imposta uma ordem de mérito às centrais que, ainda que possa sofrer modificações de acordo com a política energética pretendida para o mesmo, permita ao máximo a penetração de energias renováveis no sistema electroprodutor e que a energia produzida pelas centrais renováveis seja absorvida pelo sistema na sua totalidade, de forma a evitar cortes na produção renovável por excesso de produção (*curtailment*) [4].

A simulação simplificada da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor, através do *MATLAB/Simulink*, será uma ferramenta que possibilitará a análise dos fluxos de energéticos dos vários agentes do sistema electroprodutor, no estado actual do sistema electroprodutor português, e permitirá a simulação de flutuações das componentes do mesmo, como as potências de produção, capacidade e potências de armazenamento e as potências de ligação com o exterior. Simulações essas que poderão ser uma ferramenta de apoio na análise da aplicação dos Mecanismos de Flexibilidade [5], sendo estes:

- Geração Flexível – esta ferramenta é a mais eficiente do ponto de vista económico e inclui centrais com baixo tempo de resposta, como as centrais hídricas e algumas centrais térmicas.
- Infraestruturas da rede – este tipo de ferramentas consiste na construção de novas linhas que permitam a exportação da energia e/ou que permitam a agregação de energias renováveis variáveis.
- Armazenamento de Energia – permite que o excesso de produção de energias renováveis possa ser armazenado, para utilização em períodos que a geração renovável seja deficitária. Estes tipos de ferramentas têm custos muito elevados.
- Integração do lado da procura – esta ferramenta permite uma participação ativa dos consumidores na rede, através da gestão da mesma. A grande barreira deste mecanismo é o custo de investimento, pois, após a sua implementação os custos de operação são negligenciáveis.

Pretende-se perceber, do ponto de vista energético, os mecanismos de flexibilidade que poderão ter maior influência na penetração das energias renováveis no sistema electroprodutor e, conseqüentemente, serem opções mais eficazes na redução de emissões de CO₂.

Pretende-se também com o presente estudo, que os blocos geradores e consumidores possam efectuar trocas energéticas através de correntes AC trifásicas, para que, em estudos futuros possa vir a ser inserido um modelo de rede ao modelo construído, mantendo a capacidade de simulação anual em poucos minutos.

2. Estado da Arte

2.1. Enquadramento Regulatório da produção renovável

Em Portugal, os produtores de energia podem ser divididos segundo a sua classificação de produção: regime ordinário e regime especial.

O regime ordinário, segundo o Decreto-Lei n.º 29/2006 publicado no Diário da República a 15 de Fevereiro de 2006, artigo 17º, consiste na “produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e electricidade”. A sua participação no mercado de energia está sujeita às seguintes condições previstas pelo artigo 19º do mesmo Decreto-Lei, “Celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de electricidade” e “Participação nos mercados organizados”, podendo também “fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema, ou através da participação em mercados organizados para este efeito”.

O regime especial, segundo o Decreto-Lei n.º 29/2006 publicado no Diário da República a 15 de Fevereiro de 2006, artigo 18º, consiste na “produção de electricidade em regime especial a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade”. A sua participação no mercado de energia está sujeita às seguintes condições previstas pelo artigo 20º do mesmo Decreto-Lei, “Os produtores de electricidade em regime especial gozam do direito de vender a electricidade que produzem ao comercializador de último recurso, nas condições estabelecidas na legislação específica aplicável” e “fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema, ou através da participação em mercados organizados para este efeito”.

O regime especial considera então a produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, resíduos industriais ou urbanos e produção de electricidade em cogeração (calor e electricidade) [6]. A produção em regime especial para centrais industriais, em Portugal, tem a garantia que toda a energia produzida nas suas centrais será injectada na rede, estando a remuneração referente a essa energia definida legalmente (*feed-in tariff*), para centrais registadas até Novembro de 2012 (Decreto-Lei n.º 215-B/2012). Segundo o Decreto-Lei n.º 215-B/2012 as centrais até aí remuneradas por tarifas definidas legalmente, passam a ser remuneradas pelo regime remuneratório de mercado. Também as Unidades de Pequena Produção (UPP) e as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) de geração renovável, sofreram alterações para registos após Janeiro de 2015, com o Decreto-Lei n.º 153/2014. Assim as UPAC's, se ligadas à rede eléctrica de serviço público (RESP), ficam sujeitas a contratos realizados com o Comercializador de último recurso (CUR) definidos no Decreto-Lei n.º 153/2014, enquanto que o regime remuneratório das UPP's baseia-se num modelo de licitação.

2.2. Mercado Energético

2.2.1. Integração de Renováveis no Mercado Energético Grossista

A prioridade na distribuição das energias renováveis, em detrimento de outras fontes de energia traduz-se numa diminuição do preço da energia no mercado grossista. Como pode ser observado na Figura 2.1 a curva da procura tem um comportamento inelástico, ou seja, as variações da oferta têm pouca influência, ou nenhuma, na curva da procura devido ao facto de a energia eléctrica ser, nos dias que correm, um bem de primeira necessidade [7]. Assim sendo, pode observar-se na Figura 2.2 o efeito da deslocação da curva da oferta para a direita, devido ao aumento/introdução de centrais com custos marginais de operação muito inferiores (centrais renováveis), comparando às centrais térmicas não renováveis [7].

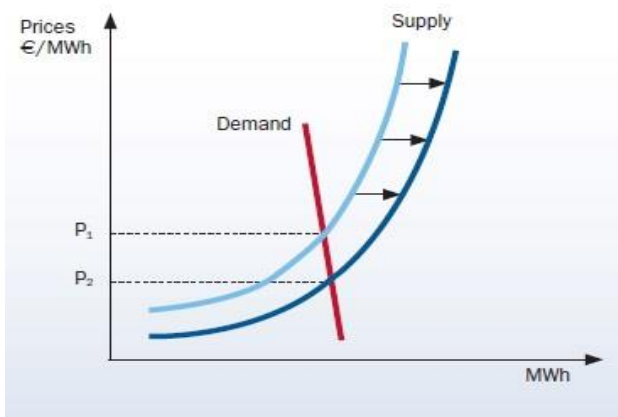


Figura 2.1. Comportamento da Curva da procura de electricidade ao deslocamento da curva da oferta. Fonte: EWEA [7]

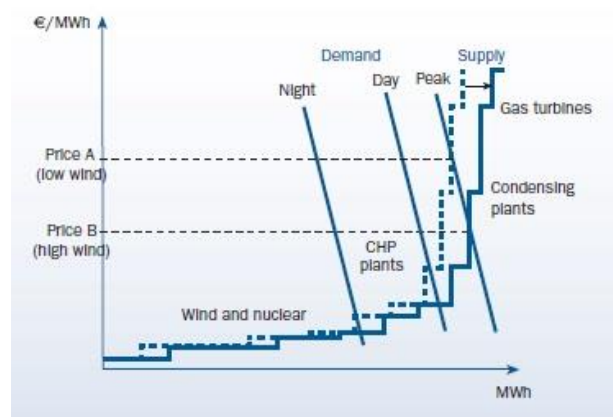


Figura 2.2. Efeito no preço da energia à deslocação da curva da oferta para diferentes alturas do dia. Fonte: EWEA [7]

Em Portugal, de Abril de 2011 a Abril de 2016, o benefício líquido da penetração das energias renováveis no sistema electroprodutor, e a respectiva prioridade, foi de 265 M€. Para além da diminuição do valor médio da energia no mercado grossista, as renováveis permitiram a poupança de 475 M€ com as licenças de emissão de CO₂ [8].

2.2.2. Estrutura do Mercado Energético em Portugal

Apesar de a rede nacional de transporte ser gerida internamente pela REN, a mesma está inserida no Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), que gere as trocas energéticas entre Portugal e Espanha, essencialmente, mas também as transacções com o resto da Europa. [9]

No mercado ibérico a contratação de energia eléctrica pode ser acordada por contratos bilaterais (pilar do MIBEL) no mercado livre, ou gerida pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI). Os mercados geridos pelo OMI, podem ser Mercados a Prazo, onde são definidos produtos de transacção na sua potência e duração e o Mercado Diário, que é um mercado de complemento à contratação bilateral, onde são acordados o preço e a quantidade da energia a ser transacionada entre os diversos agentes no dia seguinte. O Mercado de Ajuste, é um mercado intradiário, independente do modo de contratação elegida anteriormente, onde são realizadas várias sessões diárias. [10]

A estrutura do mercado é então constituída por [11]:

- Agentes de Mercado – “Entidade que transaciona energia eléctrica nos mercados organizados e/ou por contratação bilateral”;

- Unidade de Programação – “Unidade que permite a cada agente de mercado concretizar a programação de aquisições e/ou de vendas de energia eléctrica relativas à respetiva participação no MIBEL, área de controlo portuguesa”;
- Unidades Físicas – “Instalações de Produção em Regime Ordinário ou em Regime Especial, entendendo-se como instalação de produção, cada grupo de uma central termoelétrica ou conjunto de grupos de um aproveitamento hidroelétrico”;
- Áreas de Balanço – “Conjunto de Unidades Físicas ligadas na mesma área de rede e pertencentes a um mesmo Agente de Mercado, para as quais se agregam os desvios à programação de produção ou de consumo em bombagem”;
- Grupos – “Conjunto constituído pela caldeira, turbina, gerador e transformador, no caso dos centros electroprodutores térmicos, e o conjunto constituído pelo circuito hidráulico, turbina, gerador e transformador, no caso dos centros electroprodutores hídricos”.

No que toca a transações internas no MIBEL Portugal e Espanha têm 5 ligações em alta tensão (400 kV) situadas em Alcoutim (Faro) para Puebla de Guzmán, Mourão (Beja) para Brovales, Montalvão (Portalegre) para Cedillo, Lagoaça (Bragança) para Aldeadávila, Soajo (Viana do Castelo) para Cartelle. Existem planos também para a construção de mais uma ligação de alta tensão com Espanha em Monção. Para além das conexões em alta tensão existe também uma ligação de média tensão (220 kV) em Lagoaça (Bragança) para Aldeadávila [12]. Estas ligações, em 2016, permitiram uma exportação face à energia eléctrica produzida em Portugal e uma importação face à eletricidade circulante no país de cerca de 12% [13], valores ainda aquém das metas da união europeia para 2030 [14] (15% de interligação) e de outros países do centro norte da Europa, como a Dinamarca (mais de 30% de interligação) [15].

2.3. Estudos de Integração de Energias Renováveis Variáveis

A criação de um sistema energético sustentável para uma ilha imaginária, ou seja, sem qualquer consumo de energias fósseis, seja para produção de electricidade, calor ou para transportes, é analisado em [16]. Numa primeira abordagem, os autores recorreram a fontes de energias renováveis que permitiram o menor custo final de energias, com carros movidos a biocombustíveis. Este estudo permitiu verificar que, sem uma ligação com o exterior o sistema electroprodutor teria de ser sobredimensionado e conduziria a situações pouco realistas, sendo necessário o recurso a armazenamento. Assim, numa segunda abordagem, os autores estudaram a introdução de tecnologias que permitem uma interação com o consumidor e tecnologias de armazenamento ao sistema, seja pela inclusão de energia hídrica com bombagem e um cenário de 10% de carros eléctricos ou por um cenário de 100% de carros eléctricos. Tendo como critério a componente económica, foi possível concluir que o cenário com 100% de carros eléctricos, apesar de alguns constrangimentos, seria a opção a tomar e iria permitir a introdução de mais tecnologias renováveis no sistema.

A criação de um sistema energético alimentado a 100% por energia renovável, através de recursos endógenos, foi estudada para a Dinamarca em [17]. Apesar de o processo de conversão ser extremamente complexo, é possível atingir 100% de renováveis na Dinamarca já em 2030, recorrendo à biomassa e à produção de hidrogénio.

A elevada penetração de energia renovável requer a implementação de ferramentas de gestão para sistemas renováveis híbridos, como as que permitem a introdução de novas formas de armazenamento de energia como é o caso dos veículos eléctricos, de forma a que o bom funcionamento do sistema electroprodutor não esteja comprometido, nem o abastecimento ao consumidor [18]. O que tem

motivado vários estudos, incluindo a criação de modelos, que permitam encontrar soluções para mitigar as problemáticas devidas à sua grande variabilidade, ou perceber quais as implicações energéticas e económicas que a sua integração representa. Dependendo do tipo de estudo que se pretende realizar, a melhor ferramenta de simulação pode ser diferente [19].

O estudo de Schaber, K., et al, simulado na ferramenta de optimização *General Algebraic Modeling System (GAMS)*, criou um modelo capaz de analisar o impacto de estender a rede de transporte para integração das energias renováveis variáveis [20]. No estudo, a Europa foi dividida em várias regiões e seguindo as directivas para as energias renováveis e para as interligações, da União Europeia para 2020, concluiu que existe um impacto significativo nos mercados de electricidade e nos respectivos participantes. Apesar do aumento da variação do preço da energia, que varia de acordo com a produção de energias renováveis variáveis e não de acordo com o consumo, o preço médio de venda diminuiu com a construção de novas linhas de transporte e aumento de cabos nas linhas já existentes (investimento equivalente a 60% da capacidade e comprimento das linhas existentes).

O recurso ao armazenamento, para integração das energias renováveis variáveis, através da inclusão de carros eléctricos na rede, ou seja, através da capacidade dos mesmos fornecerem energia à rede (*V2G*), também foi estudado para a Dinamarca com recurso à ferramenta *EnergyPLAN*, por Lund, H. e Kempton, W. [21]. No estudo, verificou-se que a integração dos veículos eléctricos com carregamento noturno e com tecnologia que permita *V2G*, traduz-se num aumento da eficiência do sistema electroprodutor, diminuição das emissões de CO₂ e melhoria da capacidade de integração de energia eólica no mesmo. Por outro lado, a mesma ferramenta de simulação no estudo realizado por Nunes, P. sobre o carregamento diurno de carros eléctricos, por intermédio do excesso de produção de energia solar, permitiu concluir que o carregamento diurno permite uma maior penetração de energia fotovoltaica no sistema electroprodutor e uma redução das emissões de CO₂ (valores normalizados para 1990) mais significativa, considerando as previsões da potência instalada da produção eléctrica em Portugal para 2050 e as respectivas potências nominais óptimas para o *PV*. Para o carregamento diurno, as reduções de CO₂ são de 83.5% e o excedente energético crítico, ou seja, a energia em excesso no sistema, é de 7.1%, enquanto que para o carregamento nocturno as reduções de CO₂ são de 77.0% e o excedente energético crítico é de 8.3% [22]. Ainda assim, podem ser alcançadas melhorias recorrendo a carregamento inteligente, em vez de carregamento diurno ou nocturno, através da gestão do consumo [23]. Recorrendo a carregamento inteligente, considerando uma elevada penetração de *PV* (16669 MW) e um cenário a 100% de carros eléctricos, a redução de emissões de CO₂ pode atingir os 96.6% (valores normalizados para 1990) e um excedente energético crítico de apenas 1.0 % [23].

O carregamento inteligente mencionado em [23] necessita de uma estrutura de comunicação da rede de transporte que permita ao gestor da rede, ou aos produtores, comunicar com os consumidores. Para tal é necessário ultrapassar os seguintes desafios encontrados para a comunicação de parques eólicos [24]:

- Padronizar protocolos – a utilização de dispositivos diferenciados para a comunicação das redes, implica que seja criado e seguido um protocolo para que a comunicação não esteja dependente do dispositivo usado.
- Implementação de medidores de fasores sincronizados – a grande instabilidade da produção eólica torna necessária a utilização de ferramentas, que permitam quantificar em tempo real a energia produzida.
- Aplicação de tecnologias *wireless* – a introdução de tecnologias wireless permitirão a redução de custos nas tecnologias de comunicação nos parques eólicos.

- Utilização de todas as funcionalidades de controlo de supervisão e aquisição de dados (*SCADA*) em parque eólicos e da capacidade reativa das turbinas eólicas – as barreiras de comunicação ainda não permitem a utilização de todas as funcionalidades destas ferramentas.
- Melhorar a confiabilidade dos sistemas de comunicação – os problemas de comunicação limitam a utilização da potência dos parques eólicos.
- Criação de ilhas energéticas através de sistemas de comunicação – a isolação de porções da rede de transporte permite obter uma maior segurança da rede.

A escolha da ferramenta de modelação usada neste trabalho, *Matlab/Simulink*, deve-se à sua capacidade associada a simulações de hardware, tal como a modelação fotovoltaica [25][26], assim como a modelação dinâmica de sistemas físicos [27].

3. Metodologia e Modelação

3.1. Simulink e Modelos base

O desenvolvimento de um modelo simplificado, capaz de simular a integração de energia renováveis, necessita de componentes de resposta rápida e de um gestor/controlador do transito de potências. No que toca ao balanço energético, o presente estudo considerou o estudo “*Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050 — Sensitivity study*”, Bussar, C., *et al* [28], para desenvolver o modelo de gestão do sistema energético (3.4).

Quanto ao modelo do sistema como um todo, no presente trabalho utilizou-se o *Simulink*, extensão da ferramenta de calculo *MATLAB (MathWorks®)*, que permite ao utilizador desenhar e simular desde pequenos circuitos eléctricos a redes complexas, desenvolver cálculos matemáticos, aplicar fluxogramas, entre outras coisas. Assim, o utilizador não terá de desenvolver código para simulações, pois a simulação é feita recorrendo aos blocos da biblioteca do *Simulink*, que permitem a realização de testes de modelos físicos antes de os testar recorrendo a hardware.

Apesar de ser uma boa ferramenta de simulação, a utilização dos blocos presentes no *Matlab/Simulink* para simulações de dados dinâmicos por corrente AC trifásica não é compatível com um domínio anual, tal como se pretende neste estudo, pois tornar-se-iam muito complexas e demorariam muito tempo para simular modelos durante um ano. Assim sendo, recorreu-se ao tutorial “*Performing Power System Studies*” da *MathWorks®* [29], desenvolvido por Dudgeon, G., *Principal Industry Manager* na *MathWorks®*, e Brunelle, P. IREQ na *Hydro-Quebec*, onde mostram um bloco capaz de converter uma corrente DC em AC trifásica (ver 3.2) através da simulação por fasores.

A representação de grandezas alternadas sinusoidais por fasores (também comumente designadas “amplitudes complexas”) não é mais que aplicar uma transformação (de Fourier) aos valores complexos representativos de tensões e correntes sinusoidais a uma dada frequência particular. Esta permite a modelação das amplitudes e fases de todas as tensões e correntes a uma determinada frequência, sem resolver todas as equações diferenciais resultantes da interacção de resistências, indutâncias e capacitâncias, assim sendo, resolve apenas um conjunto de equações algébricas considerando as tensões e correntes como fasores. A simulação torna-se muito mais rápida, porque a solução em fasor não requer uma solução particular para resolver a componente eléctrica do sistema. [30]

A Figura 3.1 permite perceber as diferenças entre a os vários tipos de simulação disponíveis no *Simulink*.

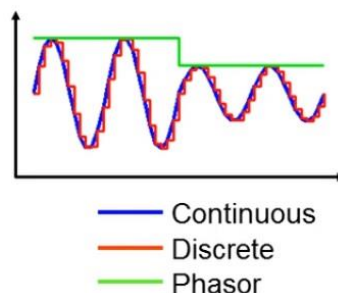


Figura 3.1. Resultados para os diferentes tipos de simulação no Simulink: Gráficos correspondentes aos vários tipos de simulação do Simulink (“continuous”, “discrete” e “phasors”). Como pode ser observado na figura, a simulação “discrete” têm um comportamento próximo ao da simulação “continuous”, enquanto que a simulação em “phasors” apenas devolve a amplitude da onda. Fonte: MathWorks [31]

A simulação por fasores permite assim resolver sistemas dinâmicos complexos, que de outra forma seriam extremamente “pesados”. Esta mostrou-se capaz de superar as limitações de modelos convencionais mais detalhados, relacionadas com elevadas penetrações de *PV*, através de resultados robustos, com bastante precisão, de forma eficiente [32]. A utilização de um modelo simplificado através desta simulação, providencia uma precisão para dados resultantes da modelação dinâmica de parques eólicos próxima dos modelos mais complexos reduzindo em grande parte o tempo de simulação [33]. Assim sendo, a utilização de fasores na modelação de sistemas energéticos como um todo é uma boa solução por todas as vantagens mencionadas anteriormente [34].

3.2. Conversor de corrente DC/AC trifásica

Obtido um valor para a Potência Aparente, S [VA], de saída dos geradores DC, o subsistema responsável pela conversão da corrente DC em corrente AC trifásica faz a leitura do mesmo (Potência Activa, P [W], e Potência Reactiva, Q [VAR]), dando início à obtenção das variáveis tensão e corrente, em todas as suas fases, através de métodos numéricos.

A Potência Aparente, S , é introduzida no sistema para que se consiga obter os valores de corrente, I [A], que serão injetados no modelo “físico” (ver Figura 3.2), através de dois geradores de corrente AC, e que permite a leitura da tensão, V [V], que é usada para o calculo da própria I juntamente com os valores de S . Assim, as variáveis I e V estão inteiramente dependentes uma da outra e são iniciadas pelos valores de S lidos pelo subsistema. (ver Figura 3.3)

Os dois geradores de corrente mencionados anteriormente e representados na Figura 3.3 têm sentidos inversos quando o conversor é usado para dissipadores de energia, como é o caso da carga, carregamento do armazenamento e a exportação de energia.

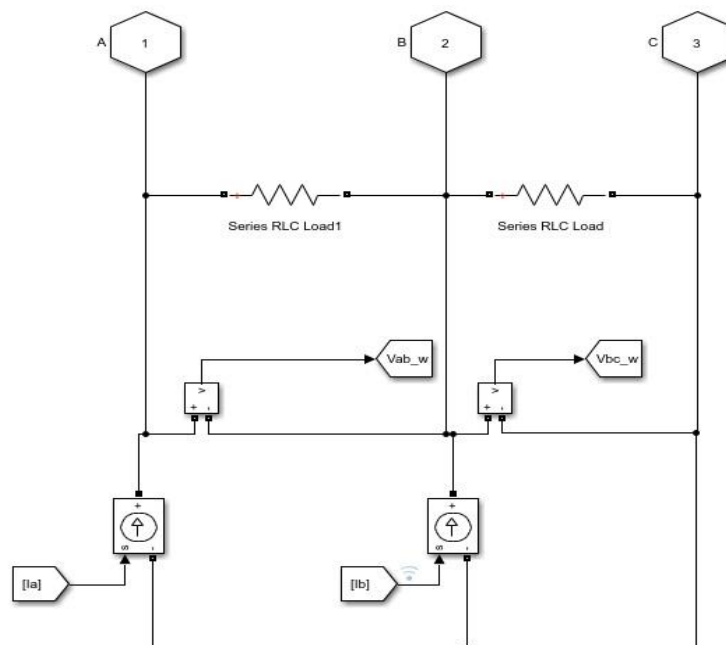


Figura 3.2. Conversor DC para AC trifásico – Modelo “físico”: Circuito correspondente ao conversor DC para AC trifásico. As correntes injectadas nos geradores de corrente, são definidas no modelo numérico do conversor. O modelo “físico” devolve ao modelo numérico as tensões entre a fase A e B e a fase B e C. (Figura em ponto grande no Anexo A – Figura A.1)

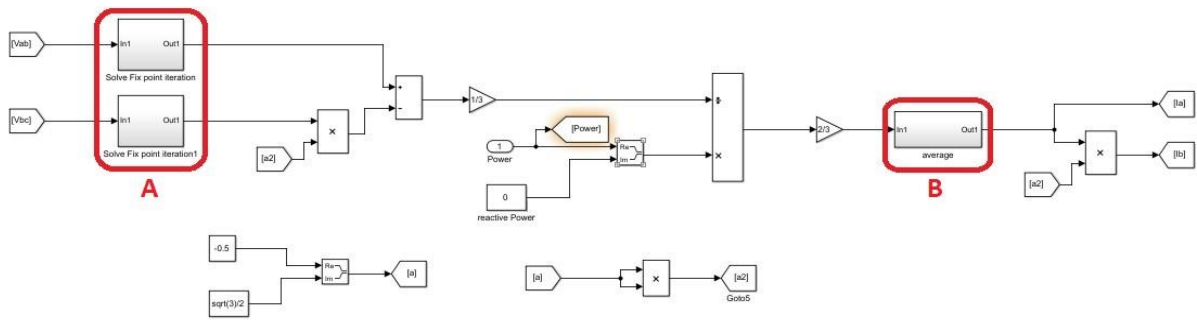


Figura 3.3. Conversor DC para AC trifásico – Modelo numérico: Circuito correspondente ao cálculo das correntes I_a e I_b injectadas no modelo “físico” a partir das tensões entre a fase A e B e a fase B e C, devolvidas pelo mesmo. (Figura em ponto grande no Anexo A – Figura A.2)

A componente numérica do subsistema é iniciada através dos valores obtidos pelo modelo “físico” (Figura 3.2) para a tensão entre a fase A (desfasamento, φ , igual a 0°) e a fase B (desfasamento, φ , igual a 120°), V_{AB} , e a tensão entre a fase B e C (desfasamento, φ , igual a 240°), V_{BC} . Esses mesmos valores, V_{AB} e V_{BC} , são os valores iniciais do modelo numérico (ver Figura 3.3) e são sujeitos à quebra do *loop* algébrico gerado (ver Figura 3.3.A) no bloco “Solve Fix point Iteration”. No bloco “Solve Fix point Iteration”, as componentes imaginária e real da tensão são separadas (quando a potência é nula, é lhes atribuído o valor nominal), fazendo em seguida a média, para cada componente, entre o passo actual e o passo anterior (*Memory*). O bloco “Solve Fix point Iteration” finaliza ao devolver o valor da tensão em complexo. (ver Figura 3.4)

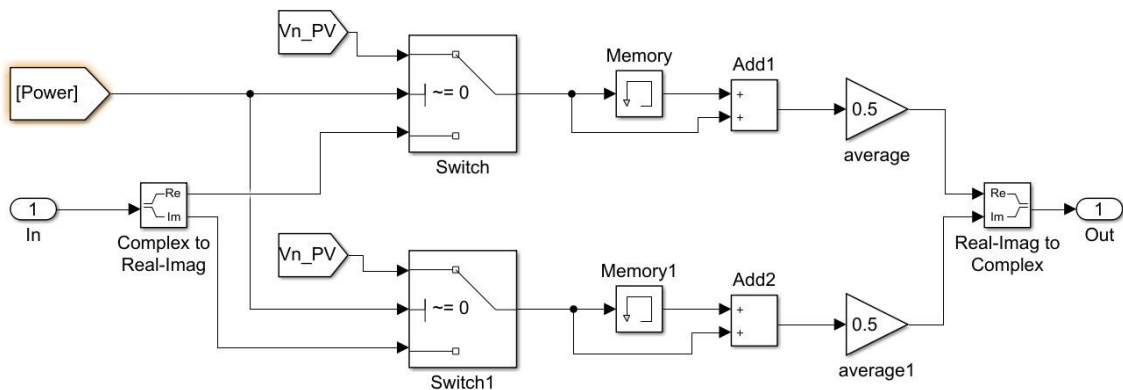


Figura 3.4. Bloco “Solve Fix point Iteration”: Para potências próximas de zero, o modelo atribui o valor nominal às componentes imaginária e real da tensão, que foram separadas, fazendo em seguida a média, para cada componente, entre o passo actual e o passo anterior (*Memory*).

Após a atribuição dos valores para V_{AB} e V_{BC} , a tensão V_{BC} é multiplicada pelo quadrado do operador de sistemas trifásicos, a^2 . O operador de sistemas trifásicos é dado pelo seguinte valor [35]:

$$a = -0.5 + \frac{\sqrt{3}}{2}i \quad [3.1]$$

O modulo da tensão é dado pela subtração a V_{AB} de um terço do produto de a^2 com a tensão V_{BC} :

$$V = V_{AB} - \frac{1}{3} \cdot a^2 \cdot V_{BC} \quad [3.2]$$

Segue-se a divisão de S (*input* do subsistema de conversão DC/AC trifásico) pela tensão anteriormente calculada e multiplicada por $2/3$, obtendo o conjugado da corrente:

$$S = \frac{3}{2} \times V \times I^* \Leftrightarrow I^* = \frac{2}{3} \times \frac{S}{V} \quad [3.3]$$

No bloco “*Conjugate*” (ver Figura 3.3.B) o I^* é conjugado e sujeito a uma quebra de *loop* através de um bloco *memory* (ver Figura 3.5), obtendo então a I , que por sua vez é o valor da corrente da fonte A, I_a . No caso da fonte B a I é multiplicada operador de sistema trifásicos correspondente, a^2 (desfasamento de 240°), obtendo assim a corrente da fonte B, I_b .

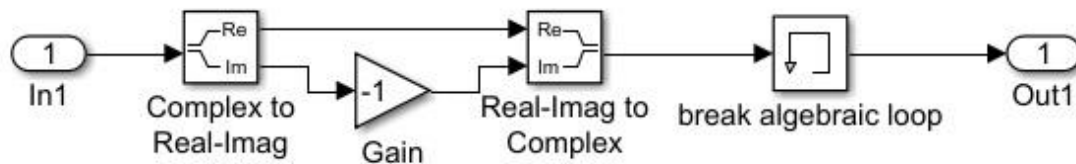


Figura 3.5. Bloco “*Conjugate*”: Separa a componente real e imaginária da corrente, I , e multiplica a parte imaginária por -1 , para proceder à conjugação de I . Quebra o loop algébrico com o bloco “*memory*”.

Dada a solução numérica para as correntes que são injetadas no circuito do conversor simulado (ver Figura 3.2), a tensão V_{AB} é a tensão entre a saída da fonte de corrente A e B, a tensão V_{BC} é a tensão entre a saída da fonte de corrente B e o referencial de Terra das fontes. Entre a saída da fonte A e a B e a saída da fonte B e o referencial de Terra das fontes, existem resistências de elevado valor, de maneira a que a potência dissipada pelas mesmas seja muito reduzida (10^{-10} W), assim a tensão correspondente à tensão de saída da fase A do conversor é aproximadamente a tensão de saída da fonte A, a tensão correspondente à tensão de saída da fase B é aproximadamente a tensão de saída da fonte B e a tensão correspondente à tensão de saída da fase C está à tensão de referência de Terra das fontes.

A amplitude e a fase dos geradores de corrente AC são inicializadas a 0 (zero) e a frequência a 50 Hz. Às resistências, para além de uma potência dissipada reduzida, é atribuído o valor da tensão nominal a que o respectivo gerador funciona e é atribuída também a frequência de operação, 50 Hz.

Esta solução, apesar de apenas funcionar para simulações em “*phasors*” revelou-se eficaz para a escala temporal pretendida.

3.3. Representação de Sistemas Eléctricos

O modelo é composto por 2 sectores principais: o sector responsável pela conversão da energia, qualquer que seja a sua origem ou vector, em energia eléctrica (Centros Electroprodutores) e o sector que dissipa a energia eléctrica que circula pelo sistema energético, fornecida pelos Centros Electroprodutores, representado por cargas (Consumidores). O modelo inclui também dois subsectores de apoio ao balanço energético que, em momentos distintos, podem ser considerados cargas ou produtores. Esses sectores são: 1) o Armazenamento, que em períodos de excedente energético pode funcionar como carga, armazenando a energia, e em períodos de déficit energético pode funcionar como produtor, distribuindo a energia armazenada; e 2) as Interligações, que em períodos de excedente energético pode funcionar como carga, exportando energia eléctrica do modelo para o exterior, e em períodos de déficit energético pode funcionar como produtor, importando energia eléctrica do exterior para o modelo. (ver Figura 3.6)

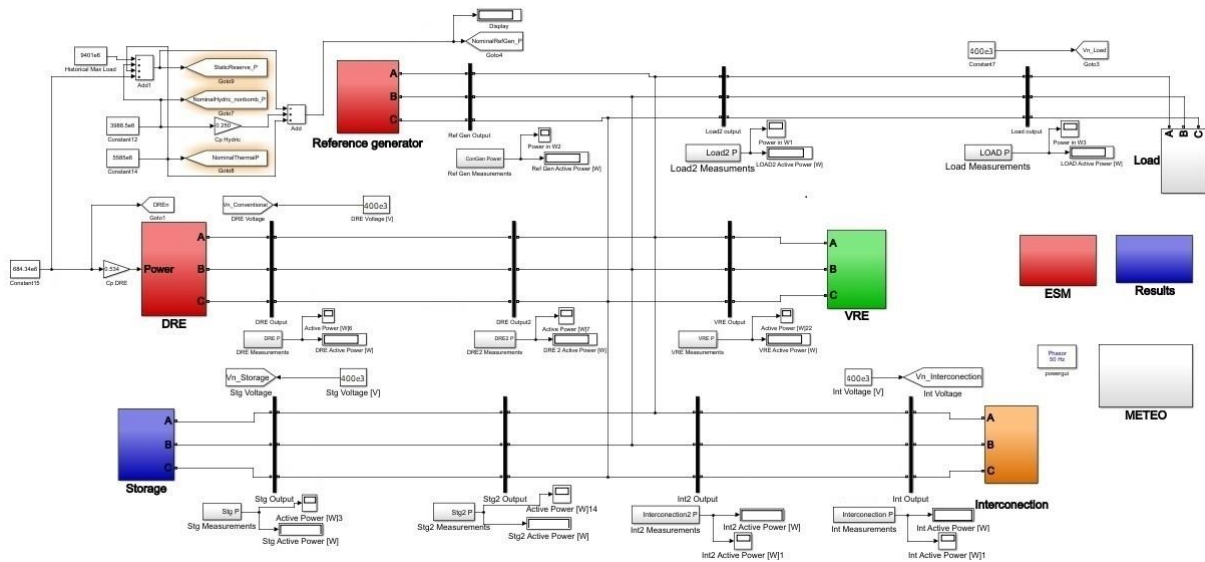


Figura 3.6. Modelo simplificado da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor: Modelo completo com os seus blocos produtores (“Reference”, “DRE” e “VRE”), bloco de armazenamento, “Storage”, bloco de interligações, “Interconnection”, bloco da carga, “Load”, bloco de gestão do sistema energético, “ESM”, bloco dos resultados, “Results” e bloco “powergui”. (Figura em ponto grande no Anexo B – Figura A.3)

3.3.1. Centros Electroprodutores

No presente estudo de sistema energético foram considerados 4 tipos de centros electroprodutores. Numa primeira análise, os centros electroprodutores foram distinguidos quanto à controlabilidade da sua produção e quanto à sua variabilidade ao longo do tempo. Dentro da produção de energia eléctrica não controlável, inserem-se as renováveis variáveis no tempo (*Variable Renewable Energy, VRE*), onde foram consideradas as centrais fotovoltaicas (*PV*) e os parques eólicos (*Wind*). Por motivos de simplificação e de insuficiência de dados, não foram consideradas centrais hídricas a fio-de-água. A produção de energia eléctrica despachável foi dividida em dois centros electroprodutores distintos: 1) o centro electroprodutor que representa os produtores de energia renovável despachável e as incineradoras nacionais, ambos agregados e em regime prioritário (*Dispatchable Renewable Energy, DRE*), e 2) um gerador de referência em que estão inseridos os restantes centros electroprodutores térmicos e as grandes centrais hídricas sem bombagem. Na Figura 3.7 é possível ver os geradores descritos acima.

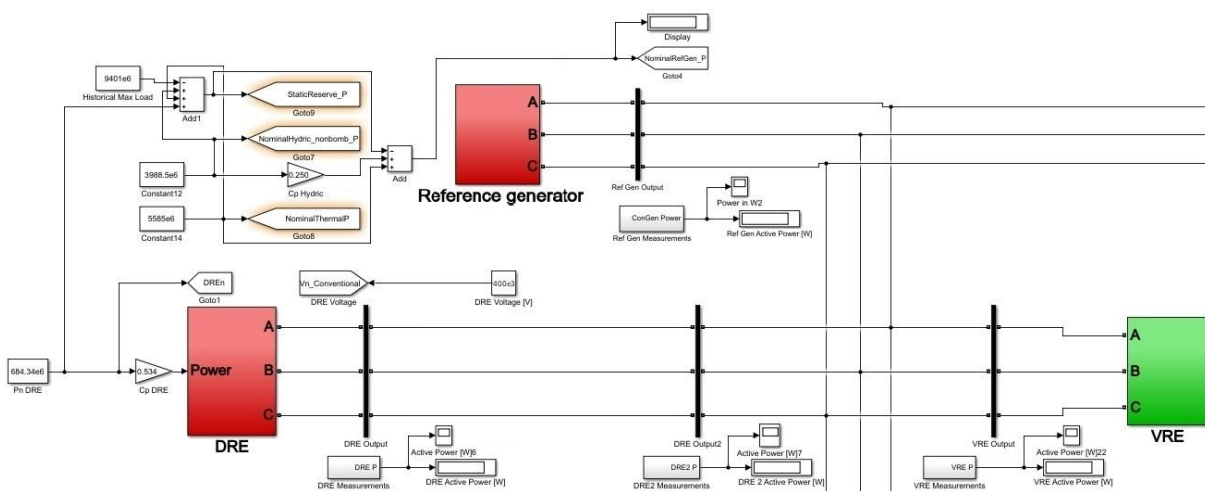


Figura 3.7. Blocos produtores (“Reference”, “DRE” e “VRE”): Blocos relativos à produção de energia eléctrica, com as suas respectivas ligações ao sistema energético. O bloco “VRE” contém os blocos correspondentes ao PV e Wind com as suas respectivas ligações. (Figura em ponto grande no Anexo B – Figura A.4)

3.3.1.1. Gerador de “Reference”

O Gerador “Reference” usado na simulação consiste num bloco de um gerador trifásico próximo do ideal (com a fase A desfasada em 0°), com uma resistência interna de $10^{-10} \Omega$ e uma reactância (indutiva) de 0Ω . Este bloco, para além das centrais térmicas alimentadas com energia eléctrica de origem fóssil, integra as hídricas de grande dimensão com albufeira sem bombagem, perfazendo uma potência nominal de 9573.5 MW. Por motivos de segurança de fornecimento de energia, a potência disponível do gerador “Reference” resulta da subtração da Reserva Estática (ver 4.4.2) à potência nominal, resultando numa potência disponível de 5725.29 MW. A energia eléctrica produzida pela central é injectada no sistema directamente à tensão e à frequência do mesmo, 400 kVrms e 50 Hz, respectivamente. (ver ponto 4.3 e 4.4)

O bloco do gerador “Reference” funciona como um gerador de resposta, ou seja, ele fornece toda a energia em falta no modelo, mas quando existe excesso de energia no balanço energético o bloco “Three-Phase Source”, do *Simulink*, comporta-se como uma carga e dissipa a energia em excesso. Assim sendo, o bloco é um elemento passivo no modelo e só pode ser controlado no modelo de gestão energética por intermédio das potências dos restantes agentes do sistema.

3.3.1.2. Gerador “DRE”

Para o Gerador “DRE” (Figura 3.8) pretende-se que a potência seja constante ao longo do tempo, assim, o interior do gerador é constituído apenas por um conversor de corrente DC/AC trifásica para um gerador mencionado em 3.2. À potência nominal dos DRE é aplicado o factor de capacidade (ambos os valores são mencionados no ponto 4.3).

Para que não haja atrasos entre a potência distribuída pela central “DRE” e a resposta do modelo de gestão do sistema energético, nomeadamente o armazenamento e as interligações, a potência DRE passa por um simples processo no modelo de gestão do sistema energético (ver 3.4.3), sem que isso altere o seu valor.

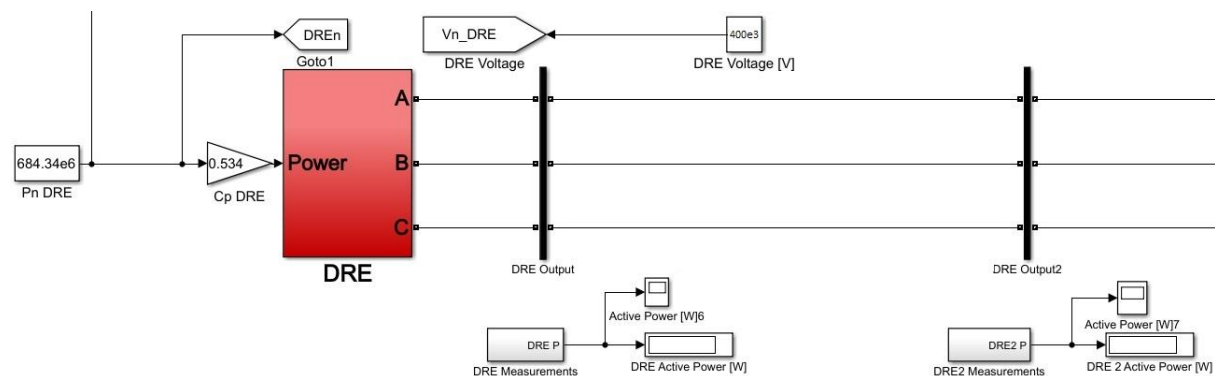


Figura 3.8. Bloco “DRE” e todo o sistema relativo às DRE: O bloco “DRE” tem como input a potência nominal das energias renováveis despacháveis. O sistema DRE inclui também os blocos de medida que permitem determinar a potência injectada no sistema energético.

Após a obtenção da corrente AC trifásica da energia eléctrica produzida pela central, a energia é entregue ao sistema.

Os blocos “DRE output” e “DRE output2” fazem a leitura das tensões e das correntes, dados esses que irão servir para o cálculo das potências activas e reactivas nos blocos “DRE Measurements” e “DRE Measurements2” através do bloco “Power (3ph, Phasor)” da biblioteca do *Simulink/MatLab*. (ver Figura 3.8.)

3.3.1.3. Gerador Fotovoltaico (PV)

O bloco existente na biblioteca do *Simulink/MatLab* mostrou-se incapaz de simular uma central PV, à escala temporal requerida pelo estudo, sendo necessária uma abordagem numérica para a sua representação. A produção do sistema está dependente dos dados obtidos (*inputs*) da radiação solar incidente nos painéis fotovoltaicos, Irr (W/m^2), e da potência de pico instalada na central, P_{pico} (Wp), (ver 4.2).

No bloco “*PV Plant*” (ver Figura 3.10), do bloco “*PV Generator*” (ver Figura 3.9), é calculada a potência gerada pela central (ver 3.3.1.3.1) e a corrente da central é convertida de DC em AC trifásica, através do bloco “*PV Converter*” (ver 3.2). Para que não haja atrasos entre a potência distribuída pela central PV e a resposta do modelo de gestão do sistema energético, nomeadamente entre o armazenamento e as interligações, a potência PV passa por um simples processo no modelo de gestão do sistema energético (ver 3.4.3), sem que isso altere o seu valor.

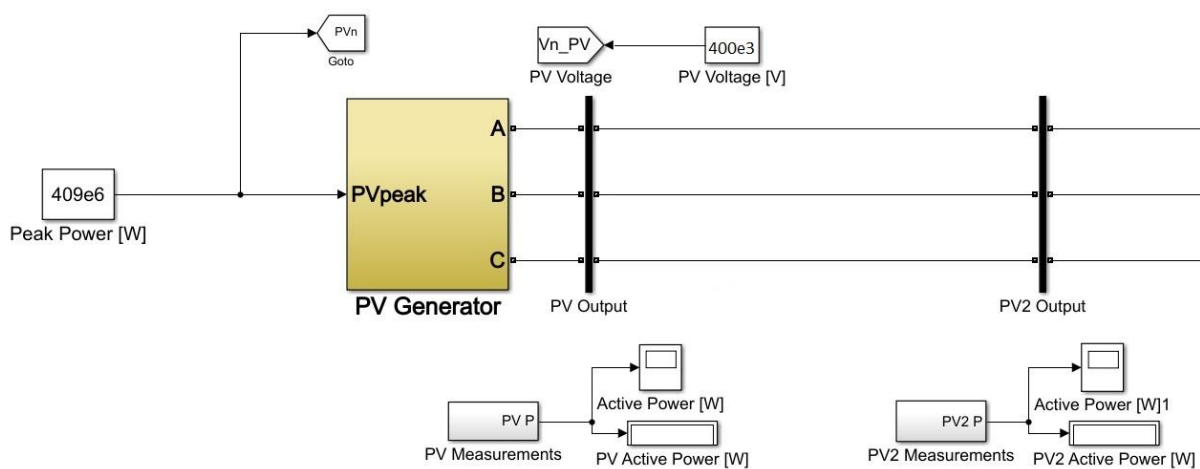


Figura 3.9. Bloco “*PV Generator*” e todo o sistema PV: O bloco “*PV Generator*” tem como input a potência nominal do parque fotovoltaico. O sistema PV inclui também os blocos de medida que permitem determinar a potência injectada no sistema energético.

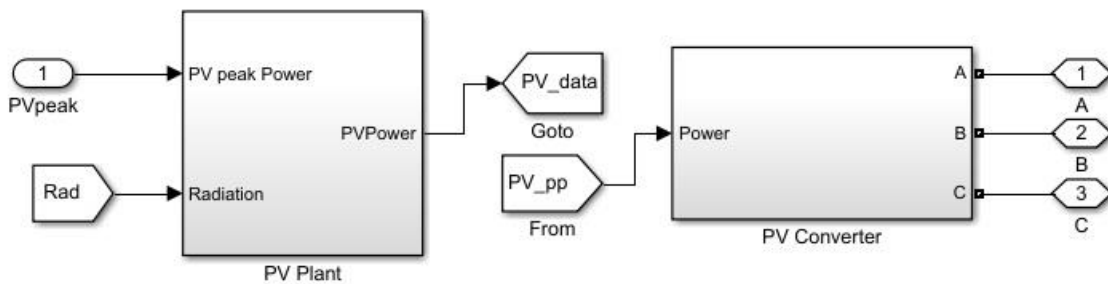


Figura 3.10. Interior do Bloco “*PV Generator*”: O bloco “*PV Generator*” inclui o bloco “*PV Plant*”, onde é calculada a potência de produção PV, e o bloco “*PV Converter*”, onde a corrente DC é convertido em AC trifásica. O valor da potência PV passa pelo bloco de gestão do sistema energético antes de entrar no conversor, evitando assim a intabilidade no gerador “*Reference*”.

Após a obtenção da corrente AC trifásica da energia produzida pela central, a energia é entregue ao sistema.

Os blocos “*PV output*” e “*PV output2*” fazem a leitura das tensões e das correntes, dados esses que irão servir para o cálculo das potências activas e reactivas nos blocos “*PV Measurements*” e “*PV Measurements2*” através do bloco “*Power (3ph, Phasor)*” da biblioteca do *Simulink/MatLab*. (ver Figura 3.9)

3.3.1.3.1. Cálculo de Potência PV

No bloco “*PV Plant*”, de acordo com as variáveis *input* (ponto 4.2), para determinar a potência produzida por um painel fotovoltaico, é necessário determinar inicialmente a temperatura das células fotovoltaicas (T_{cell}) [36]. A partir dos dados meteorológicos, a T_{cell} pode ser dada pela função revista em [36]:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}} \times Irr \quad [3.4]$$

Onde, T_{amb} e Irr são, respectivamente, a temperatura ambiente e a irradiância, dados *input* do modelo simplificado da integração de energias renováveis.

A potência produzida em cada instante é dada então por:

$$P_{PV} = P_{pico} \times \frac{Irr}{1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}} \times [1 + \gamma_{PV} \times (T_{cell} - 25^{\circ}C)] \quad [3.5]$$

A necessidade de um inversor representa uma perda de potência, por isso a potência injectada efectivamente no sistema é de:

$$P_{inj} = P_{PV} \times \eta_{inv} \quad [3.6]$$

Onde η_{inv} é a eficiência do inversor e é igual a 93.4% [36].

3.3.1.4. Gerador Eólico (Wind)

O bloco existente na biblioteca do *Simulink/MatLab* mostrou-se também incapaz de simular uma central Eólica, à escala temporal requerida pelo estudo, sendo necessária uma abordagem numérica para a sua representação. A produção do sistema está dependente dos dados obtidos (*input*) da velocidade do vento, u (m/s), dos dados da potência instalada em Portugal, P_w [W], dados da turbina e do número de turbinas do sistema energético (ver 4.1).

No bloco “*Wind Plant*” (ver Figura 3.12), do bloco “*Wind Generator*” (ver Figura 3.11), é calculada a potência gerada pela central (ver 3.3.1.4.1) e a corrente da mesma é convertida DC em AC trifásica através do bloco “*Wind Converter*” (ver 3.2). Para que não haja atrasos entre a potência distribuída pela central Eólica e a resposta do modelo de gestão do sistema energético, nomeadamente o armazenamento e as interligações, a potência eólica passa por um simples processo no modelo de gestão do sistema energético (ver 3.4.3), sem que isso altere o seu valor.

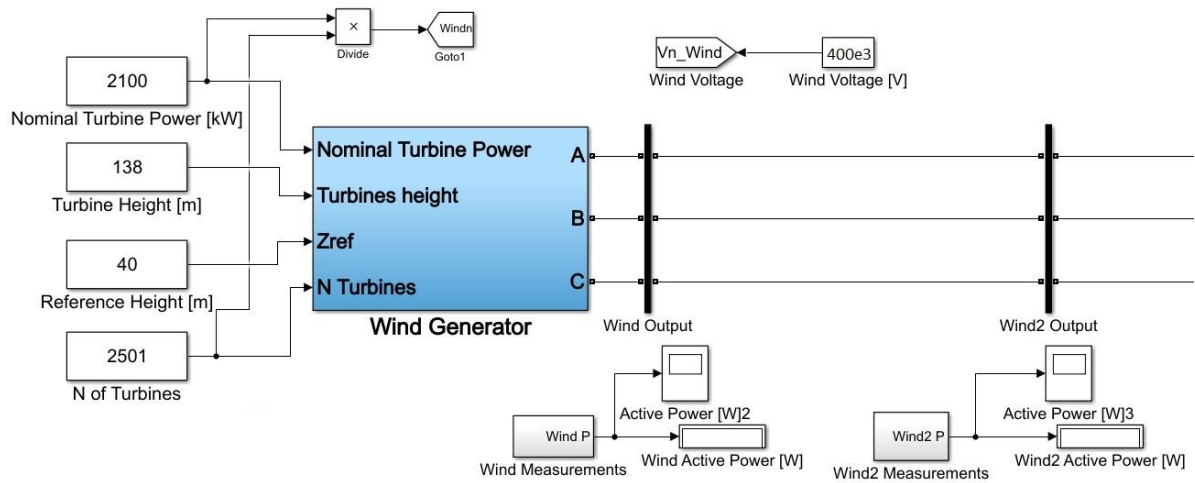


Figura 3.11. Bloco “Wind Generator” e todo o sistema Wind: O bloco “Wind Generator” tem como inputs a potência nominal de cada aerogerador, a altura do rotor, o valor de referência para os dados de vento e o numero de aerogeradores do sistema. O sistema Wind inclui também os blocos de medida que permitem determinar a potência injectada no sistema energético.

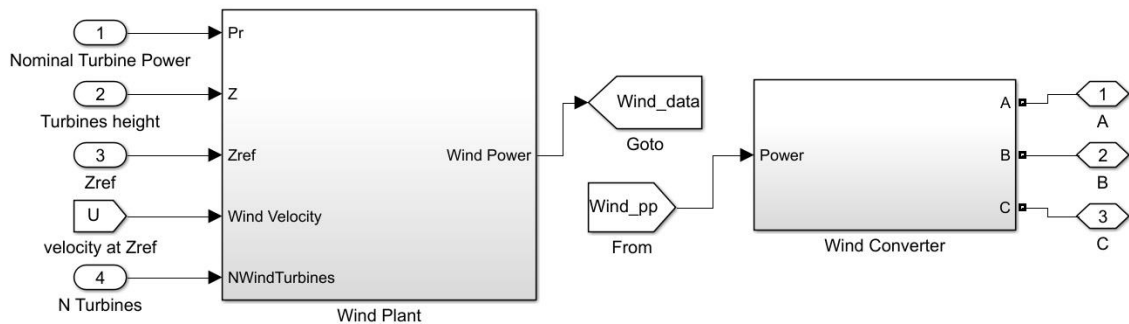


Figura 3.12. Interior do Bloco “Wind Generator”: O bloco “Wind Generator” inclui o bloco “Wind Plant”, onde é calculada a potência de produção Wind, e o bloco “Wind Converter”, onde a corrente DC é convertida em AC trifásica. O valor da potência Wind passa pelo bloco de gestão do sistema energético antes de entrar no conversor, evitando assim a instabilidade no gerador “Reference”.

Após a obtenção da corrente AC trifásica da energia produzida pela central, a energia é entregue ao sistema.

Os blocos “Wind output” e “Wind output2” fazem a leitura das tensões e das correntes, dados esses que irão servir para o cálculo das potências activas e reactivas nos blocos “Wind Measurements” e “Wind Measurements2” através do bloco “Power (3ph, Phasor)” da biblioteca do Simulink/MatLab. (ver Figura 3.11)

3.3.1.4.1. Cálculo da Potência Eólica

No bloco “Wind Plant”, de acordo com as variáveis *input*, é calculada a potência de saída do parque eólico. De acordo com os dados fornecidos ao sistema, a velocidade do vento, u (m/s), à altura do rotor da turbina eólica é dada pela seguinte expressão,

$$u = u_{ref} \times \left(\frac{z_t}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad [3.7]$$

Onde u_{ref} e z_{ref} são dados de referência fornecidos ao sistema (ver 4.1.1) e representam a velocidade do vento e a altura de medição do mesmo, respectivamente. A variável z_t é a altura do rotor da turbina (ver 4.1.3) e α é a constante de arrastamento (ver 4.1.1).

Após a obtenção da velocidade do vento à altura do rotor da turbina é possível obter a potência de produção da mesma através da curva de potência do aerogerador selecionado (ver Figura 4.3). Devido ao domínio da curva de potência do aerogerador e da inexistência de uma equação, dada pelo fabricante, para o comportamento da mesma, é necessário que se definam condições para determinados limites. Assim, para velocidades do vento insuficientes para haver rotação das pás (*Velocity Cut In*), ou velocidades que produzam uma potência reduzida (ver 4.1.3.1), a potência gerada pelo aerogerador é de 0 W (zero *Watts*). Para velocidades do vento a que o aerogerador atinge a sua potência nominal (*Velocity at Rated Power*) até à velocidade do vento a que o aerogerador imobiliza as pás por questões de segurança (*Velocity Cut Off*), a potência gerada pelo aerogerador é igual à potência nominal (ver 4.1.3.1). Para velocidades superiores à velocidade do vento a que o aerogerador imobiliza as pás por questões de segurança (*Velocity Cut Off*), a potência gerada pelo aerogerador é igual 0 W (zero *Watts*). O intervalo de velocidades compreendidas entre o *Velocity Cut In* e o *Velocity at Rated Power* foi dividido em dois, sendo a potência gerada pelo aerogerador dada pelas equações representativas da curva de potência do aerogerador nesse limite (ver 4.1.3.1). À potência de saída dos aerogeradores é multiplicado o número de aerogeradores do modelo (ver 4.1.2), obtendo-se assim a potência da central eólica do modelo.

3.3.2. Consumo de Energia (Cargas)

No presente estudo de sistemas energéticos, o consumo foi todo agregado num só agente do mercado, ou seja, os consumidores foram considerados como um todo, não tendo sido separados nas suas várias finalidades. O sector dissipador de energia é composto no quadro principal do modelo (Figura 3.6) pelo bloco “*LOAD*”. No interior do bloco “*LOAD*” a corrente relativa à potência da carga (*input*) é convertida de DC em AC trifásica pelo bloco conversor referido em 3.2.

Os blocos “*Load output*” e “*Load2 output*” fazem a leitura das tensões e das correntes, dados esses que irão servir para o cálculo das potências activas e reactivas nos blocos “*Load Measurements*” e “*Load2 Measurements*” através do bloco “*Power (3ph, Phasor)*” da biblioteca do *Simulink/MatLab*. (ver Figura 3.6)

3.3.3. Sistema de Armazenamento

O armazenamento, sendo um mecanismo de flexibilidade [5], é um elemento de elevada importância num sistema energético com elevada penetração de energias renováveis. O armazenamento permite que o excesso de energia, produzida por parques eólicos e centrais fotovoltaicas, possa ser utilizada para alimentar a carga em períodos deficitários, evitando o recurso ao corte da produção renovável e aumentando o impacto positivo das energias renováveis na economia e no balanço do carbono.

Ao contrário das centrais eólica e fotovoltaica e do consumo, a potência de armazenamento, seja positiva (Descarregamento) seja negativa (Carregamento), não faz parte dos dados de *input* do modelo, sendo o seu valor determinado conforme as necessidades energéticas, definidas no modelo de gestão do sistema energético (ver 3.4), e estão limitadas pelas potências nominais do armazenamento e pela sua capacidade (ver 4.6). O bloco de armazenamento (“*Storage*”) (ver Figura 3.13) contém no seu interior os blocos de carregamento e descarregamento, “*Storage Charging*” e “*Storage Discharging*”, respectivamente (ver Figura 3.14). O bloco “*Storage Discharging*” funciona como um gerador e no seu interior tem um conversor que a partir da potência de entrada converte a corrente DC em AC trifásica tal como as centrais renováveis mencionadas anteriormente. O bloco “*Storage Charging*” funciona como uma carga e no seu interior tem um conversor que a partir da potência de entrada converte a corrente DC em AC trifásica tal como no bloco “*LOAD*”.

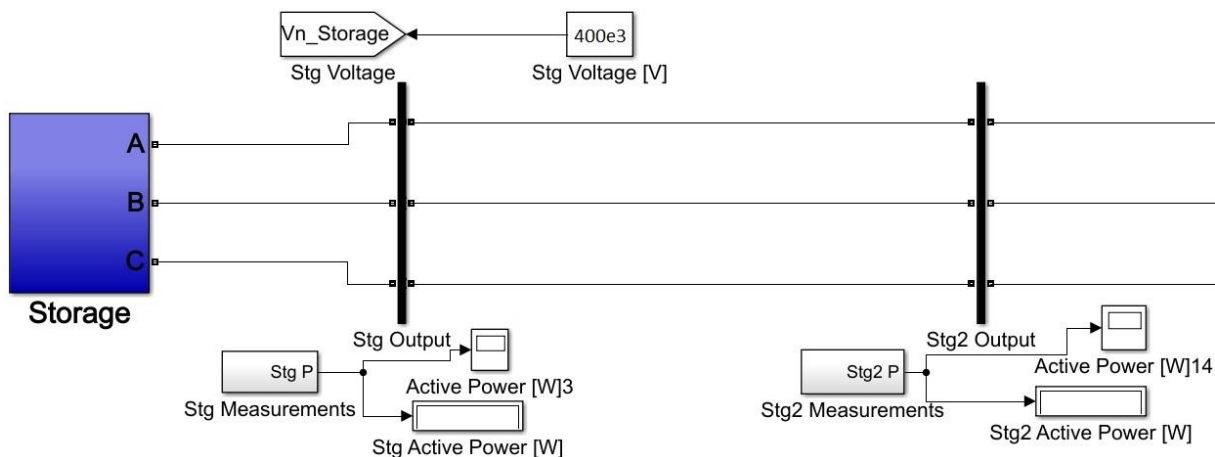


Figura 3.13. Bloco “Storage” e todo o sistema envolvente do armazenamento: O sistema de armazenamento, para além do bloco “Storage” contendo o carregamento e descarregamento, inclui também os blocos de medida que permitem determinar a potência injectada no sistema energético.

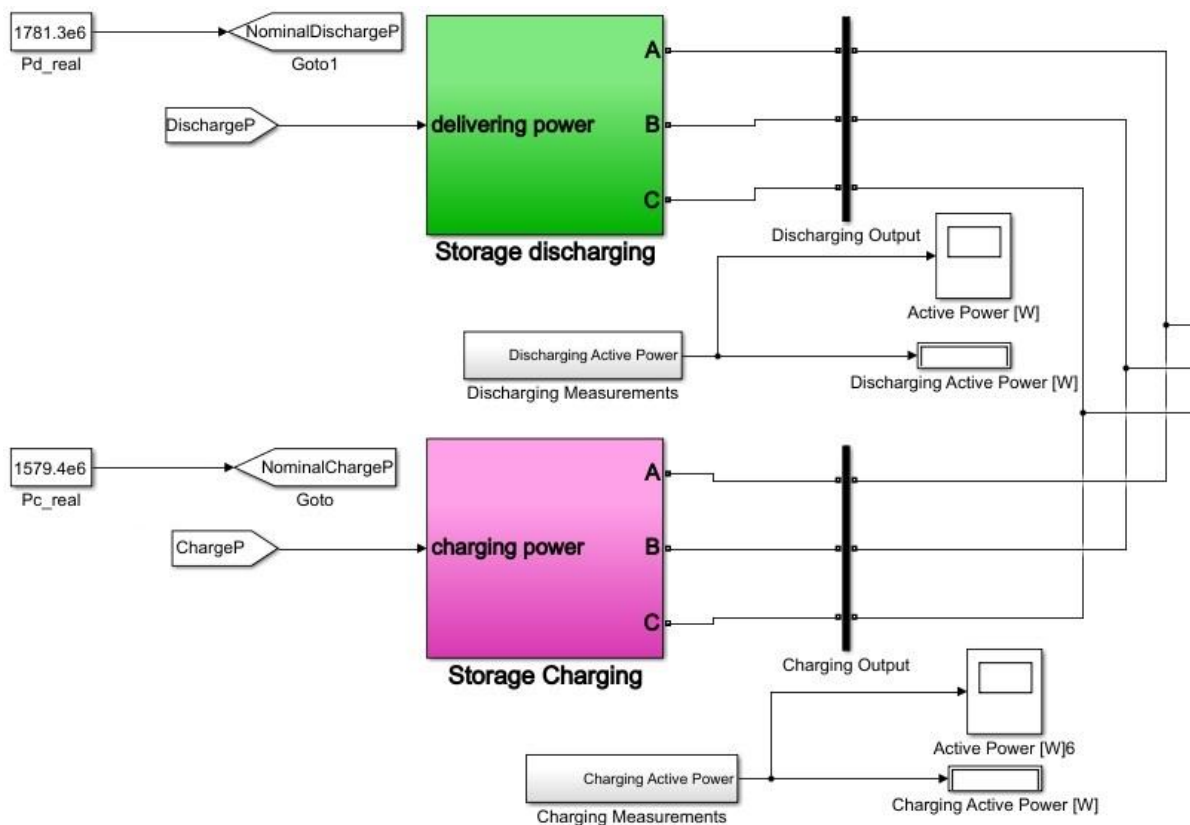


Figura 3.14. Blocos de Descarga e Carregamento do armazenamento: Os blocos têm como input os valores de potência definidos no modelo de gestão do sistema energético, respeitando as suas potências nominais. O bloco “Storage” inclui também os blocos de medida que permitem determinar a potência de carregamento e descarregamento.

Os blocos “Stg output” e “Stg2 output” fazem a leitura das tensões e das correntes, dados esses que irão servir para o cálculo das potências activas e reactivas nos blocos “Stg Measurements” e “Stg2 Measurements” através do bloco “Power (3ph, Phasor)” da biblioteca do Simulink/MatLab. (ver Figura 3.13)

Para além dos blocos do armazenamento relativos à estrutura do sistema energético, o armazenamento tem um bloco fundamental, inserido no modelo de gestão de sistemas energéticos. Nesse bloco (“Storage ESM”), é atribuído o valor inicial de energia armazenada, de acordo com os dados relativos à sua

capacidade máxima (ver 4.6), e é calculado o valor de energia armazenada e do *SoC* para cada momento, sendo esses valores *inputs* do modelo de gestão do sistema energético no passo seguinte.

3.3.4. Sistema de Apoio Energético (Interligações)

O modelo do presente estudo considera as interligações com o exterior, pois o modelo permite que hajam trocas energéticas com o exterior em certas circunstâncias de acordo com a produção de energia, o consumo e o armazenamento, fazendo com que não seja necessário recorrer a opções como o corte da produção renovável, aumentando o impacto positivo das energias renováveis na economia e no balanço do carbono, evitando que hajam situações de falha no fornecimento de energia eléctrica que poderiam levar a vários constrangimentos que implicam elevados prejuízos [5].

Tal como no caso do armazenamento, nas interligações a potência, seja positiva (Importação) seja negativa (Exportação), não faz parte dos dados de *input* do modelo, sendo o seu valor determinado conforme as necessidades energéticas, definidas no modelo de gestão do sistema energético (ver tópico 3.4). O bloco das interligações (“*Interconnection*”) (ver Figura 3.15) contem no seu interior os blocos da importação e exportação, “*Importation Interconnection*” e “*Exportation Interconnection*”, respectivamente (ver Figura 3.16). O bloco “*Importation Interconnection*” funciona como um gerador e no seu interior tem um conversor que a partir da potência de entrada converte a corrente DC em AC trifásica tal como as centrais renováveis mencionadas anteriormente. O bloco “*Exportation Interconnection*” funciona como uma carga e no seu interior tem um conversor que a partir da potência de entrada converte a corrente DC em AC trifásica tal como no bloco “*LOAD*”.

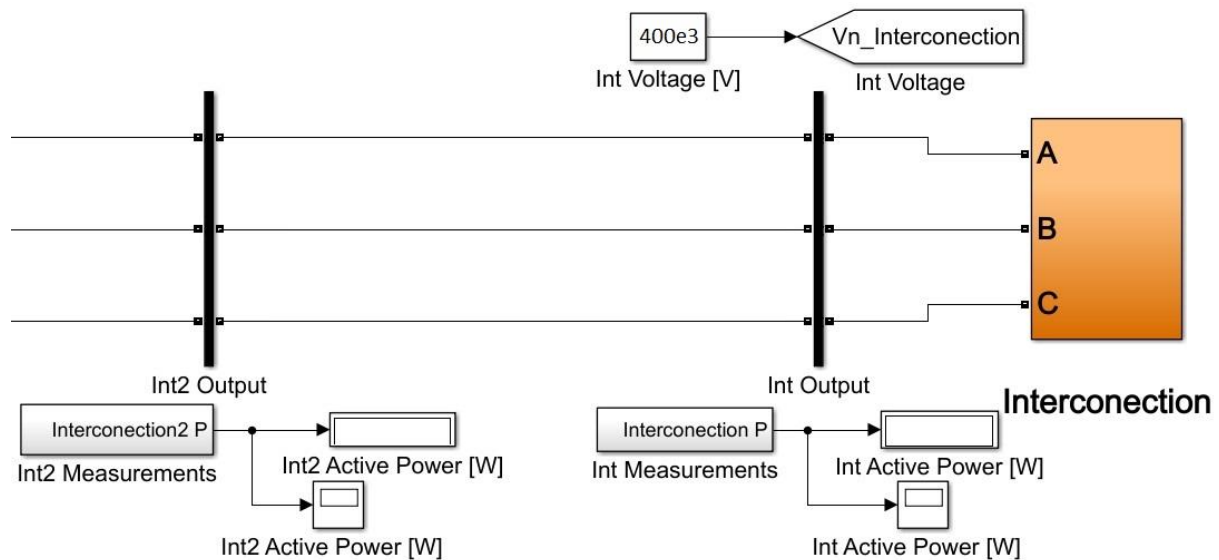


Figura 3.15. Bloco “*Interconnection*” e todo o sistema envolvente da interconexão: O sistema de interconexão, para além do bloco “*Interconnection*” contendo a exportação e a importação, inclui também os blocos de medida que permitem determinar a potência injectada no sistema energético.

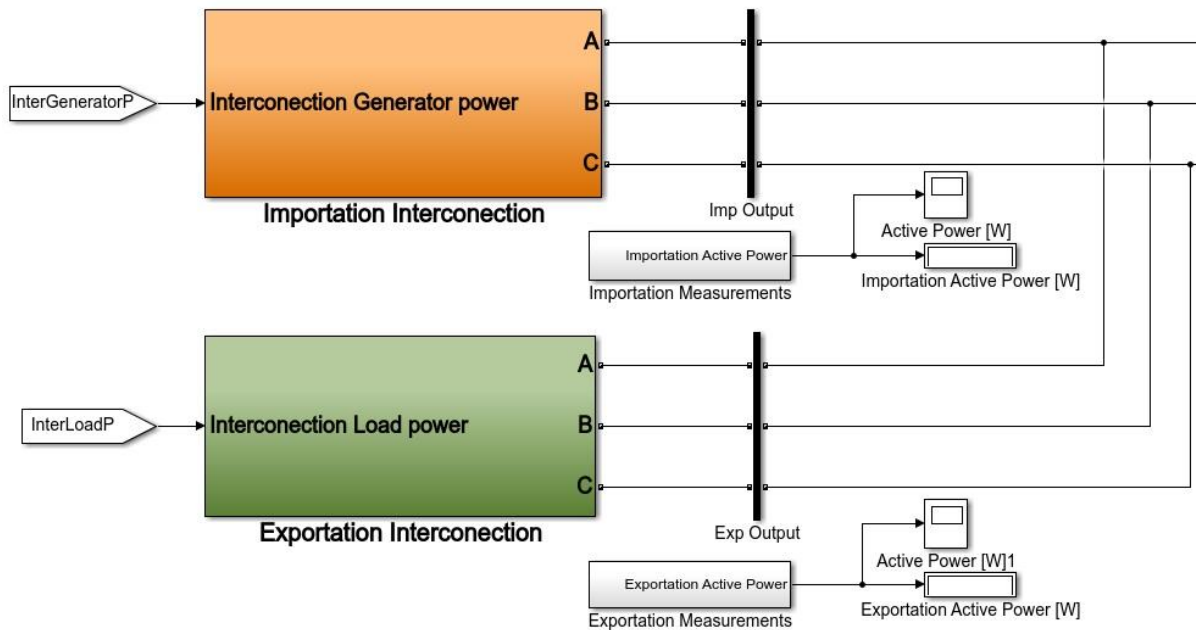


Figura 3.16. Blocos de Importação e Exportação de energia: Os blocos têm como input os valores de potência definidos no modelo de gestão do sistema energético. O bloco “Interconnection” inclui também os blocos de medida que permitem determinar a potência de importação e exportação de energia.

Os blocos “Int output” e “Int2 output” fazem a leitura das tensões e das correntes, dados esses que irão servir para o cálculo das potências activas e reactivas nos blocos “Int Measurements” e “Int2 Measurements” através do bloco “Power (3ph, Phasor)” da biblioteca do Simulink/MatLab. (ver Figura 3.13)

O bloco “Interconnection”, não permite a diferenciação da proveniência da energia, assim, não é possível saber se a energia que se está a importar é proveniente de fontes renováveis, ou se é proveniente de combustíveis fósseis.

3.4. Gestão do Sistema Energético

A rede eléctrica num sistema electroprodutor tem como objectivo principal ligar os produtores de energia aos consumidores, atendendo à condição de equilíbrio, *i.e.*, para que a energia que é introduzida no sistema seja somente a necessária para igualar o consumo, é necessário que se definam condições para que não haja falhas no fornecimento de energia eléctrica, *i.e.*, para que não haja deficit nem excesso de energia a circular na rede. As condições que permitem esse equilíbrio tomam ainda mais importância quando a penetração de energias renováveis variáveis no tempo é muito elevada.

As elevadas variações na produção de energia, e a sua respectiva distribuição, criam constrangimentos que podem ser mitigados com o recurso a mecanismos de flexibilidade [5].

3.4.1. Pressupostos da Gestão do Sistema Energético

As questões de prioridades num modelo de gestão do sistema energético têm em conta a natureza de cada elemento do modelo, ou seja, é preciso que se conheça informação adicional quanto à tipologia dos elementos do sistema energético, como por exemplo o armazenamento e as interligações, para que se possam tomar decisões quanto às prioridades da produção ou consumo energético de acordo com o tipo de política energética em que se baseiam as ideologias dos decisores. Há vários tipos de política que se pode ter em conta no que toca à energia, mais concretamente à energia eléctrica, que podem ser aplicadas

num modelo de gestão de sistemas energéticos. Essas políticas serão baseadas nas filosofias e/ou ideologias políticas de cada decisor, não existindo uma solução que seja a mais correcta, havendo várias soluções que cumprem os requisitos de cada ideologia.

Dentro das várias políticas possíveis para a tomada de decisão, destacou-se as seguintes:

- a Política Económica, baseia as suas preferências energéticas de acordo com os preços aplicados pelos produtores, comprando a energia ao preço mais baixo independentemente da proveniência da mesma no que toca a combustíveis fósseis e energias renováveis, ou no que toca à sua origem geográfica, ou seja, se provém de algum produtor exterior às suas fronteiras;
- a Política Ambiental, assenta na protecção ambiental sendo analisados os impactos ambientais decorrentes da produção de energia, sejam eles relacionados com a emissão de gases com efeito de estufa ou com outros impactos também associados à utilização de certas energias renováveis. Neste estudo, a Política Ambiental assenta essencialmente na redução das emissões de gases com efeitos de estufa, assim, este tipo de política pretende que a energia consumida, independentemente da sua origem geográfica, seja proveniente de fontes de energia limpa.
- a Política Social (Nacionalista), baseia a sua escolha de acordo com a origem geográfica da energia independentemente das questões ambientais ou económicas, assim a importação de energia é acionada apenas em casos de déficit energético e a exportação só faz sentido se houver excedente energético e se o armazenamento estiver na sua capacidade máxima, ou se a potência de carregamento do armazenamento não for suficiente para absorver toda a energia excedente.

A política em que o presente estudo se baseia é mista, sendo que a principal linha de pensamento é a ambiental, pois no modelo pretende-se, apesar de ser uma simulação simplificada de balanço energético, uma redução das emissões de CO₂. Devido à falta de dados relativos à origem da energia proveniente da interconexão, não é possível aplicar uma política puramente ambientalista, tal como a aplicação de uma política económica, pois a mesma necessitaria de uma análise profunda dos dados ibéricos. Assim a política ambiental é a política vigente no panorama nacional e após o esgotamento das energias renováveis, incluindo a armazenada, vigora a política social (Nacionalista), ou seja, a energia proveniente da interconexão é preterida à capacidade das centrais térmicas não renováveis.

Outras condições de funcionamento consideradas no estudo são: as centrais térmicas renováveis e as centrais térmicas alimentadas por resíduos sólidos urbanos trabalham em regime de prioridade; a capacidade mínima de carga do armazenamento (*State of Charge, SoC*) considerada é de 20%; as interligações têm capacidade para escoar toda a energia em excesso no sistema energético e capacidade para fornecer toda a energia em déficit.

3.4.2. Prioridade de Acesso no Balanço Energético

Para que, devido a deficits de produção energética, não haja ocorrências de falhas no fornecimento de energia eléctrica, a produção de energia obedece à seguinte ordem de prioridades: Centrais Térmicas Renováveis e as Centrais Térmicas alimentadas por Resíduos Sólidos Urbanos (*DRE*); Energias Renováveis Variáveis no Tempo; Energia Renovável Armazenada; Centrais Térmicas alimentadas a Combustíveis Fósseis; interligações. No modelo pretende-se também ter em atenção o excesso de produção energética para que não seja necessário recorrer ao corte da produção renovável, assim sendo, foi considerada uma ordem de prioridades para a distribuição de energia renovável, tal como em [28], de forma a maximizar o seu consumo, seja pelo consumo interno, através do armazenamento ou da exportação.

Assim, foram criados dois cenários principais, o excesso de produção renovável (cenário A) e o déficit de produção renovável (cenário B). Em ambos os cenários, a energia produzida pelas Centrais Térmicas Renováveis, as Centrais Térmicas alimentadas por Resíduos Sólidos Urbanos e as Centrais de Energias Renováveis Variáveis no Tempo são, em primeira instância, distribuídas para o consumo da carga nacional até a mesma ser completamente satisfeita (cenário A), ou até se esgotar a energia produzida (cenário B). (Organigrama no Anexo F)

Cenário A

Teste 1. a)

Após satisfeitas as necessidades de consumo ($RE-LOAD=RE'$) é testada a capacidade de armazenamento. Se o armazenamento estiver cheio,

$$SoC = 1 \quad [T1a]$$

O passo seguinte é o Teste 4 e a potência de carregamento é nula,

$$P_{charging} = 0 \quad [A1a]$$

Teste 1. b)

Caso o armazenamento não esteja cheio,

$$SoC < 1 \quad [T1b]$$

É testada a potência nominal de carregamento do armazenamento ($P_{nominal,charg}$).

Teste 2. a)

Se a potência remanescente, após o consumo interno, for superior à potência nominal de carregamento,

$$RE' > P_{nominal,charg} \quad [T2a]$$

A potência provisória de carregamento (P'_{charg}) é igual à potência nominal de carregamento,

$$P'_{charg} = P_{nominal,charg} \quad [A2a]$$

Teste 2.b)

Para a situação em que a potência nominal de carregamento é igual ou superior à potência remanescente, após o consumo interno,

$$RE' \leq P_{nominal,charg} \quad [T2b]$$

A potência provisória de carregamento é igual à potência remanescente, após o consumo interno,

$$P'_{charg} = RE' \quad [A2a']$$

Após a determinação das potências de carregamento provisórias,

Teste 3. a)

É testado se a potência provisória de carregamento não faz para ultrapassar a capacidade total do armazenamento,

$$\frac{Storage + \int P'_{charg} dt}{Full_Storage} \leq 1 \quad [T3a]$$

Se assim for, o armazenamento é carregado à potência provisória determinada anteriormente,

$$P_{charging} = P'_{charg} \quad [A2c]$$

Teste 3. b)

Mas se a potência provisória de carregamento fizer ultrapassar a capacidade total do armazenamento,

$$\frac{Storage + \int P'_{charg} dt}{Full_Storage} > 1 \quad [T3b]$$

A potência de carregamento é nula,

$$P_{charging} = 0 \quad [A2c']$$

Por último, verifica-se a necessidade de exportação de energia.

Teste 4. a)

Se a diferença entre a potência remanescente (RE') e o carregamento for positiva,

$$RE' - P_{charging} > 0 \quad [T4a]$$

O valor da exportação é igual à diferença,

$$P_{exp} = RE' - P_{charging} \quad [A2d]$$

Teste 4. b)

Caso a diferença seja nula,

$$RE' - P_{charging} = 0 \quad [T4b]$$

Também a potência exportada é nula,

$$P_{exp} = 0 \quad [A2d']$$

No cenário A, são atribuídos valores nulos às potências de descarregamento e importação.

Cenário B

Teste 1. a)

Após o consumo de energias renováveis ($LOAD-RE=LOAD'$), é testada a capacidade do armazenamento. Se a mesma estiver à sua capacidade mínima de descarga,

$$SoC = 0.2 \quad [T1a]$$

O passo seguinte é o Teste 4 e a potência de descarregamento tem valor nulo,

$$P_{discharging} = 0 \quad [B1a]$$

Teste 1. b)

No caso de a capacidade de armazenamento ser superior à capacidade mínima,

$$SoC > 0.2 \quad [T1b]$$

É testada a potência nominal de descarregamento do armazenamento ($P_{nominal,discharg}$).

Teste 2.a)

Se a potência nominal de descarregamento, for igual ou suficiente para fazer face à potência requerida pela carga, após a subtração das energias renováveis,

$$LOAD' \leq P_{nominal,discharg} \quad [T2a]$$

A potência provisória de descarregamento ($P'_{discharg}$) é igual à potência requerida pela carga, após a subtração das energias renováveis,

$$P'_{discharg} = LOAD' \quad [B2a]$$

Teste 2. b)

No caso de a potência nominal de descarregamento não ser suficiente para fazer face à potência requerida pela carga, após a subtração das energias renováveis,

$$LOAD' > P_{nominal,discharg} \quad [T2b]$$

O descarregamento provisório é igual à potência nominal,

$$P'_{discharg} = P_{nominal,discharging} \quad [B2a']$$

Após a determinação das potências de descarregamento provisórias,

Teste 3. a)

É feito o teste que permite saber se a potência provisória de descarregamento mantém a capacidade do armazenamento acima do valor mínimo

$$\frac{Storage - \int (P'_{discharg}) dt}{Full_Storage} \geq 0.2 \quad [T3a]$$

Se assim for, o valor da potência de descarregamento é igual à sua potência provisória,

$$P_{discharging} = P'_{discharg} \quad [B2b]$$

Teste 3. b)

Mas se o descarregamento à potência provisória não mantém o armazenamento acima da capacidade mínima.

$$\frac{Storage - \int (P'_{discharg})dt}{Full_Storage} < 0.2 \quad [T3b]$$

O descarregamento é nulo,

$$P_{discharging} = 0 \quad [B2b']$$

Teste 4. a)

Por fim, é testada a necessidade de importação de energia de acordo com a potência que se quer como máxima para o gerador de referência (P_{Smax}). Se a potência máxima para o gerador de referência for igual ou superior à diferença entre potência requerida pela carga, após a subtração das energias renováveis, e a potência de descarregamento,

$$LOAD' - P_{discharging} \leq P_{Smax} \quad [T4a]$$

As importações de energia são nulas,

$$P_{imp} = 0 \quad [B2c]$$

Teste 4. b)

Caso contrário,

$$LOAD' - P_{discharging} > P_{Smax} \quad [T4b]$$

Existe importação de energia e o seu valor é igual à diferença do consumo, após a subtração de energias renováveis, e a potência que se quer como máxima para o gerador de referência,

$$P_{imp} = LOAD' - P_{Smax} \quad [B2c']$$

Depois da determinação das potências de descarregamento e de importação, o gerador de referência responde fornecendo a potência em falta,

$$P_s = LOAD' - (P_{discharging} + P_{imp}) \quad [B1d]$$

No cenário B, são atribuídos valores nulos às potências de carregamento e de exportação.

3.4.3. Observações

O bloco de gestão de sistemas energéticos, criado no *Matlab/Simulink*, para além de respeitar os testes do ponto anterior, tem também em conta a possibilidade de se considerarem perdas nos vários pontos do sistema energético. Assim, nos Testes 2 e 4 poderão ser incluídas as potências de perdas (na versão actual as perdas são nulas) associadas ao armazenamento e à interconexão, respectivamente. No cenário

A, em que o armazenamento e a interconexão funcionam como cargas, o valor da sua potência efectiva não inclui a potência das perdas, ou seja, à potência determinada pelo modelo de gestão de sistemas energéticos para os blocos carregamento e exportação são deduzidas as perdas de potência que lhe são associadas. No cenário B, em que o armazenamento e a interconexão funcionam como geradores, o valor da sua potência efectiva inclui a potência das perdas, ou seja, parte da potência dos blocos descarregamento e importação, determinada pelo modelo de gestão de sistemas energéticos, é dissipada pelas respectivas potências de perdas.

No bloco de gestão de sistemas energéticos também a carga (*LOAD*) considerada nos testes inclui as possíveis perdas energéticas, enquanto que à potência dos agentes geradores são extraídas as possíveis perdas energéticas.

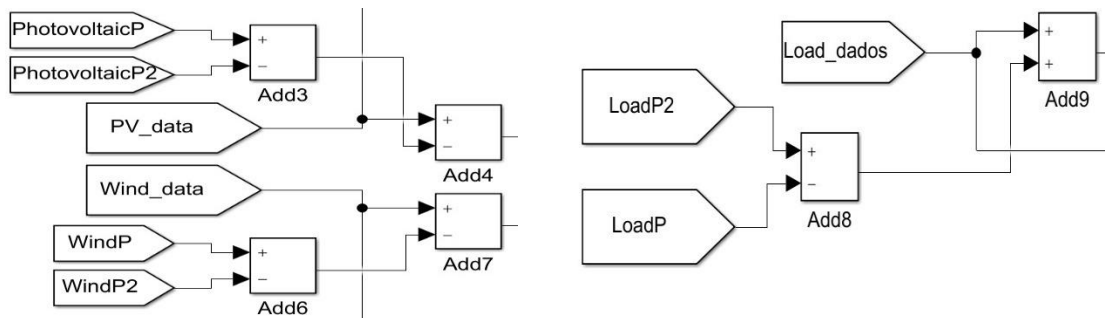


Figura 3.17. Inclusão das perdas no modelo de gestão de sistemas energéticos: Aos dados relativos à produção de energia é subtraído o valor das potências de perda respeitantes ao seu sistema. Aos dados relativos ao consumo de energia é somado o valor das perdas ao seu sistema..

A realização do teste do ponto 5.1.3, expôs um constrangimento quanto à natureza do gerador de referência (resposta imediata às necessidades ou excessos de energia), pois a determinação das potências de exportação, de importação, de carregamento e de descarregamento têm um desfasamento temporal em relação à leitura dos dados *input*, levando a que o gerador de referência responda por forma a manter o equilíbrio, face aos blocos geradores e à carga (ver Gráfico 3.1).

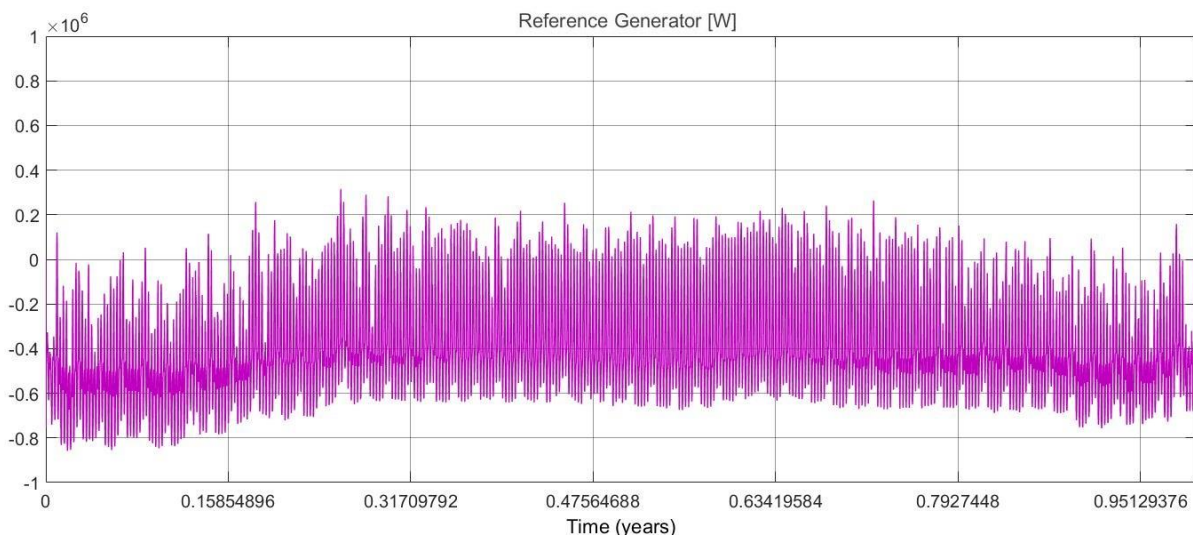


Gráfico 3.1. Resposta do gerador “Reference” sem passagem dos dados pelo modelo de gestão do sistema energético: A injeção dos dados de produção e consumo introduzidos directamente nos respectivos conversores, antes de passarem pelo modelo de gestão de sistema energético, faz com que o gerador “Reference” responda, de forma ao modelo atingir o equilíbrio energético antes de os valores de todos os blocos do modelo serem atribuídos, criando assim a instabilidade.

Para resolver esta questão, os dados *input*, antes de serem lidos pelos respectivos conversores DC/AC trifásico, passam também pelos blocos, do *Matlab/Simulink*, “*If Action Subsystem*” no bloco “*ESM*” sem

que os seus valores sejam alterados. São esses valores, outputs do bloco de gestão do sistema energético, que são lidos pelos conversores DC/AC trifásico, resolvendo assim a questão da resposta do gerador de referência (ver Figura 3.18).

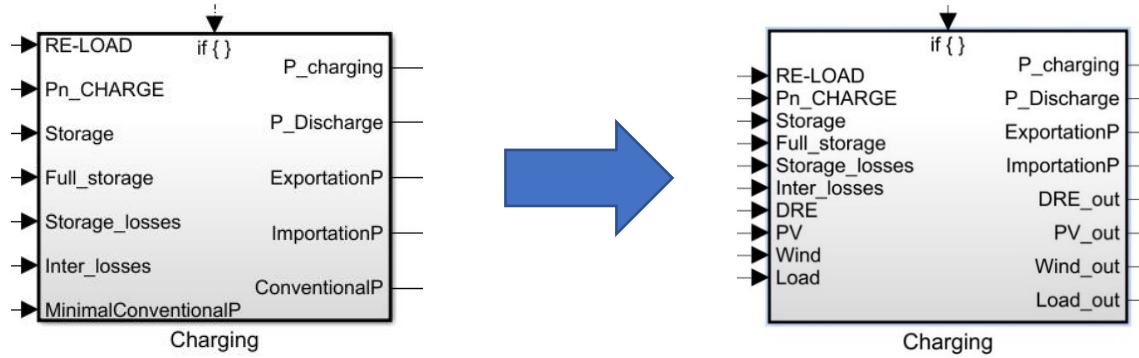


Figura 3.18. Transformação do bloco “If Action Subsystem” do modelo de gestão do sistema energético: Introdução dos dados de produção e consumo input do modelo simplificado nos blocos “If Action Subsystem” que permitem a resolução do constrangimento do gerador “Reference”.

O resultado da transformação do modelo é analisado no ponto 5.1.3.

4. Dados de Simulação Base

4.1. Energia Eólica

A simulação de um parque eólico implica a produção de energia através da conversão da energia cinética do vento. A potência de saída do parque é determinada através do número de aerogeradores do mesmo e da curva de potência, fornecida pelo fabricante, do modelo escolhido segundo a velocidade do vento medida no local à altura do rotor. Para a simulação particularizando o caso nacional, recorreu-se à potência eólica instalada em Portugal.

4.1.1. Velocidade do Vento

Apesar de a produção eólica anual ser mais ou menos constante de ano para ano, a sua produção ao longo do ano, mês, dia é muito variável, podendo até mesmo ter uma grande variabilidade de hora a hora. Assim também acontece no que diz respeito à localização das medidas da velocidade do vento, pois a velocidade do vento, tal como a direcção e outras variáveis, para além de dependerem do gradiente de temperatura, dependem também de variáveis como a orografia do terreno em volta e o arrastamento do local onde são efectuadas as medições [37]. Assim, a simulação de uma central eólica a nível nacional torna-se algo extremamente complexo, que só foi possível graças ao trabalho de investigação (Estação Virtual) realizado pelo núcleo de energia eólica do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG). A velocidade do vento (Estação Virtual), são dados que resultam da média ponderada de várias medições em vários pontos no país, ao longo de um ano, para uma altura, z_{ref} , de 40 metros e uma constante de arrastamento, α , de $1/7$ [38]. A malha dos dados da velocidade do vento fornecidos é de 10 minutos então, como na simulação pretende-se uma malha de uma hora, foi aplicada uma média aritmética aos dados originais para os transformar em dados horários.

4.1.2. Produção Eólica Nacional

A energia eólica em Portugal tem sido a fonte de energia renovável que mais tem crescido e foi responsável por 41% da produção de energia eléctrica renovável, em 2015, o que representa cerca de 20% da produção de energia eléctrica total. A potência eólica instalada em Portugal Continental acendeu a 4957 MW em 2015, cerca de 41% da potência nacional instalada em renováveis. [39]

O presente estudo pretende que o modelo seja particularização nacional, o mais fiel possível ainda que simplificada, implicando que a potência eólica estudada tenha o mesmo valor da potência eólica instalada a nível nacional, ainda que a potência nominal da totalidade dos parques eólicos nacionais não seja um *input* do sistema e sim a potência nominal de cada aerogerador. A potência eólica nacional nominal é preterida em relação à potência nominal dos aerogeradores como *input*, pois o conhecer a potência eólica nacional em nada permite saber qual seria a produção de energia eléctrica em dado momento, de acordo com a velocidade do vento.

Escolhendo um modelo de aerogerador que seja representativo, no que toca a potência, dos modelos a operar no país, permite que se possa estudar a curva de potência relativa ao mesmo, permitindo saber qual a potência de operação em cada instante (hora a hora) de acordo com os dados do vento. A partir desse modelo de aerogerador calculou-se os aerogeradores necessários para cobrirem a potência de 5251.83 MW [40].

4.1.3. Modelo da Eólica de Referência

Em Portugal existe uma grande variedade de aerogeradores tanto no que toca a fabricantes, modelos, potências e outras características, tornando difícil a escolha de um aerogerador que represente a amostra nacional. Neste estudo decidiu-se usar então um modelo com a potência nominal mais verificada a nível nacional. Segundo os dados do INEGI sobre as energias endógenas de Portugal [40] os modelos de

aerogeradores mais verificados no país, 46% (ver Figura 4.1), são de 2000 kW, sendo também os aerogeradores de 2000 kW de potência nominal os que mais contribuem para a potência nominal nacional, 46% (ver Figura 4.2), e 2000 kW corresponde, aproximadamente, à potência média dos aerogeradores a nível nacional.

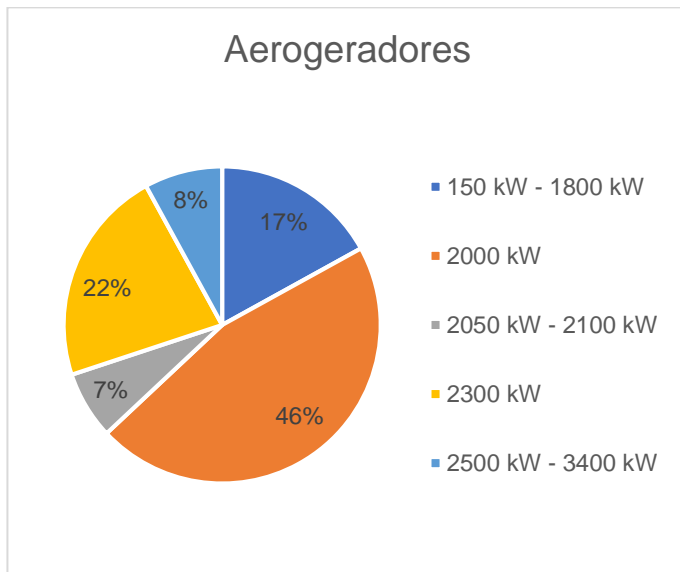


Figura 4.1. Frequência de aerogeradores: Número de aerogeradores no sistema electroprodutor nacional por intervalo das respectivas potências.

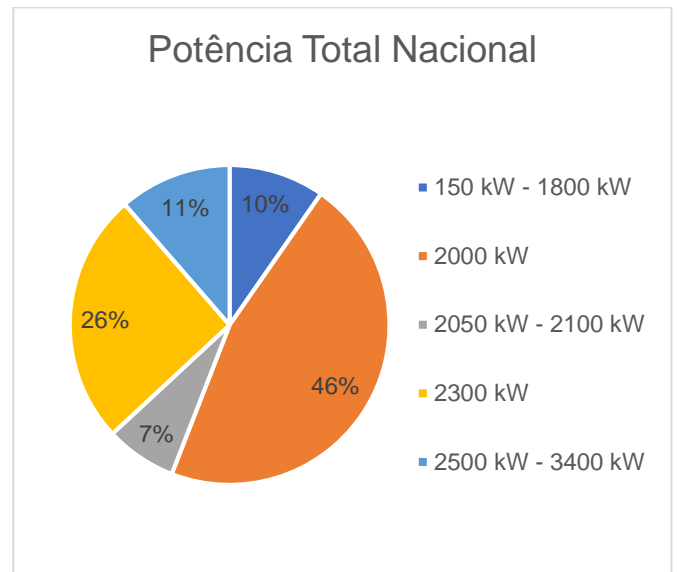


Figura 4.2. Peso na potência eólica por aerogerador: Percentagem de energia produzida por intervalo das respectivas potências dos aerogeradores em Portugal.

Sabendo que a potência de aerogerador escolhida para simulação do modelo é de 2000 kW, consultou-se o website da empresa *Enercon*, primeiro fabricante de aerogeradores a instalar-se no mercado nacional, e procurou-se um modelo com a potência requerida. A escolha recaiu sobre o aerogerador E-82 com as seguintes características:

Tabela 4.1. Características técnicas do aerogerador E-82: Características do modelo de aerogerador escolhido para representar a energia eólica no modelo. [41]

Rated power	2.000 kW
Rotor diameter	82 m
Hub height in meter	78 / 84 / 85 / 98 / 108 / 138
Wind zone (DIBt)	WZ III, WZ4 GK I
Wind class (IEC)	IEC/EN IIA
WEC concept	Gearless, variable speed, single blade adjustment

A curva característica do modelo escolhido é fornecida pelo fabricante e está representada na Figura 4.3.

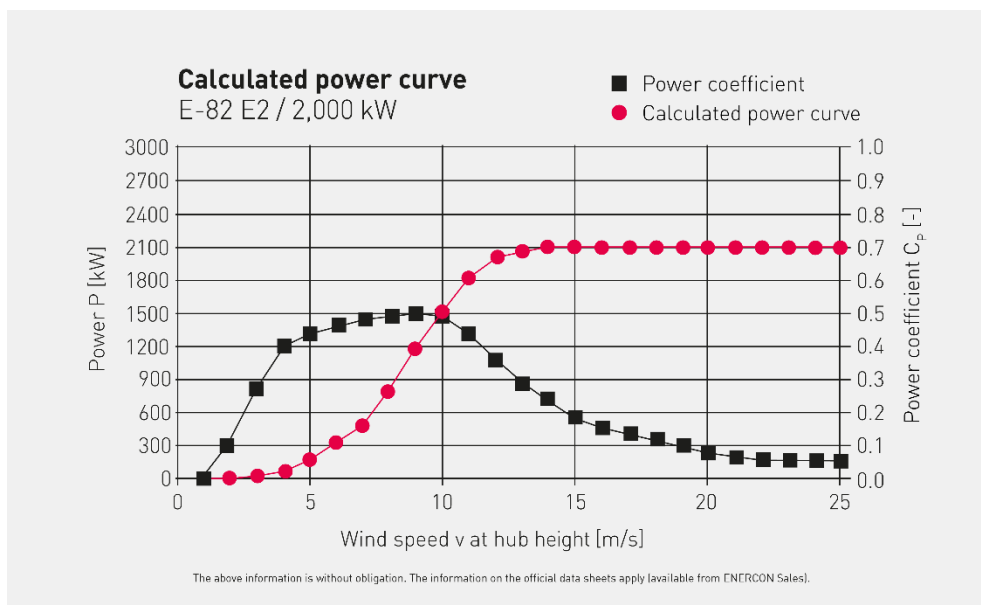


Figura 4.3. Curva de Potência do aerogerador: Potência produzida correspondente a cada nível de velocidade de vento incidente no rotor do aerogerador E-82 EP2 da Enercon. [41]

Como o modelo escolhido tem várias possibilidades disponíveis para a altura do rotor, houve a necessidade de se determinar qual a altura óptima do rotor, ou seja, a que produz a mais energia, de acordo com os dados de vento analisados. Para isso aplicou-se os dados do vento, u_{ref} (m/s), para altura de medição ($z_{ref}=40$ m), à equação 4.1 que devolve a velocidade do vento em função da altura do rotor, u (m/s), [38]

$$u(z) = u_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad [4.1]$$

Onde α é o expoente característico do terreno (*Wind Shear Exponent*) que varia entre 0,1 e 0,4. Neste estudo as características médias para o terreno nacional foram consideradas como “*fairly flat terrain*” (1/7), que para a maioria dos investigadores é o valor de α escolhido. [38]

Numa primeira análise é de esperar que a melhor hipótese seja o rotor mais elevado, pois assim é possível obter-se velocidades do vento superiores e consequentemente maiores potências, mas o mesmo pode não ser verdade devido à *Velocity Cut Off*, que limita a produção às velocidades de vento que permitem que o aerogerador funcione com segurança. Os resultados obtidos estão presentes na Tabela 4.2 e indicam que, para os dados analisados da velocidade de vento ao longo do ano, a altura óptima do rotor é de 138 m.

Tabela 4.2. Energia produzida pelo aerogerador E-82: Energia produzida pelo aerogerador estudado em função das várias alturas possíveis para o rotor do modelo.

Altura Rotor (m)	78	84	85	98	108	138
Energia Anual (GWh)	32,5	33,3	33,4	34,9	35,9	38,4

4.1.3.1. Aproximação à Curva de Potência

No presente estudo, a curva característica foi repartida em 4 partes ao longo do seu domínio, tal como foi mencionado em 3.3.1.4.1. Após a *Velocity Cut In* e até à *Velocity at Rated Power*, houve a necessidade de adaptar uma função à curva característica. Para tal, recorreu-se ao web site *MyCurveFit*

[42], que devolve as constantes de uma dada função que melhor se adaptam aos pontos introduzidos. No presente estudo utilizou-se, dentro dos métodos não lineares, o tipo de curva *Symmetrical sigmoidal* (4PL):

$$P(u) = \frac{a - d}{\left(\frac{u}{c}\right)^b + 1} + d \quad [4.2]$$

A expressão usada para determinar a potência do aerogerador é sempre igual, variando o valor das constantes nos respectivos intervalos de velocidade (ver Tabela 4.3), para que ao longo do domínio da curva característica os valores calculados para a potência sejam o mais aproximados possível aos do fornecedor. A partir destes valores, obteve-se a curva demonstrada no Gráfico 4.1.

Tabela 4.3. Constantes da função da curva de potência: Valores das constantes da função correspondente, aproximadamente, à curva de potência, para cada intervalo de velocidades de vento incidente no rotor.

Constantes]2; 9[m/s]9; 14[m/s
a	3,03746	355,518
b	3,312223	8,565855
c	492,4501	9,177607
d	675649400	2143,22100
R²	0.9995	0.9973

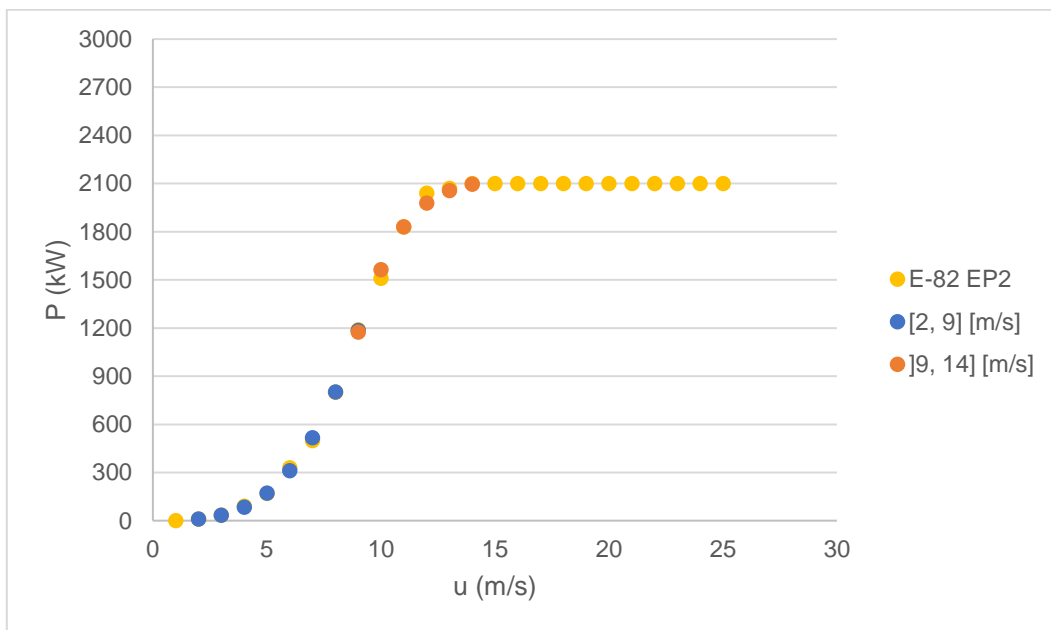


Gráfico 4.1. Curvas de potência determinadas: Curvas de Potência determinadas através da expressão 4.2, para cada intervalo de velocidade, sobrepostas à curva de potência característica do modelo E-82 dada pelo fornecedor.

4.2. Energia Solar Fotovoltaica

A simulação de um parque solar fotovoltaico implica a produção de electricidade através da conversão da radiação solar incidente nos painéis. A eficiência de conversão dos painéis, e subsequentemente do parque, está altamente dependente da temperatura dos mesmos. Para a simulação do ponto de vista nacional, é também necessário saber qual a potência fotovoltaica nacional instalada.

4.2.1. Radiação e Temperatura

Apesar de a produção solar fotovoltaica anual ser mais ou menos constante de ano para ano, a sua produção ao longo do ano, mês, dia é muito variável, podendo até mesmo ter uma grande variabilidade durante o dia devido à nebulosidade. Assim também acontece no que diz respeito à localização das medidas da intensidade da radiação e da temperatura ambiente, pois são variáveis que dependem das condições meteorológicas do local. Mesmo considerando que os painéis estão fixos, orientados a sul e à inclinação óptima, a simulação de uma central fotovoltaica a nível nacional é algo extremamente complexo, que só foi possível graças à extração dos dados da radiação solar de um ano típico para 3 pontos do país (Évora, Santarém e Vila Real), através da base de dados do *SolTerm* (programa de análise de sistemas solares desenvolvido pelo LNEG). Pretende-se com a escolha dos pontos, Évora, Santarém e Vila Real, representar o país por zonas (Sul, Centro e Norte), para que a simulação nacional seja efectuada através de uma média ponderada dos dados obtidos para cada um dos locais de acordo com a potência instalada em cada zona em função da potência instalada total (ver 4.2.2). A malha dos dados da radiação é de 1 hora, que está de acordo com o que se pretende na simulação, mas os dados estão em horas solares. Por motivos de simplificação considerou-se que os dados estão tabelados segundo a hora civil e não solar.

4.2.2. Produção Fotovoltaica Nacional

A energia fotovoltaica em Portugal é ainda muito pouco expressiva, apesar da sua potencialidade e das suas vantagens do ponto de vista dos períodos a que produz (a produção acompanha aproximadamente as horas de cheio). A potência nacional, continental, instalada era em 2015 de apenas 409 MW, cerca de 3.4% da potência renovável instalada em Portugal, o que se traduziu numa produção de 757 GWh, pouco mais de 3% da produção total renovável [39] e perto de 1.5% em relação ao consumo anual de electricidade [43].

A média nacional das temperaturas e da irradiância, foram determinadas de acordo com uma média ponderada dos dados obtidos em cada ponto e a percentagem da potência instalada em cada região (12% para o Norte do país, 38% para o Centro e 50% para o Sul).

4.2.3. Modelo do Painel Fotovoltaico de Referência

Para simular a energia solar fotovoltaica considerou-se um painel fotovoltaico típico, com as características do modelo analisado no estudo “*Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems*”, Malheiro, A. *et all* [36]:

Tabela 4.4. Características técnicas do modelo fotovoltaico: Características do modelo fotovoltaico escolhido para representar a energia solar fotovoltaica no modelo.

P_p	Peak Power	250 W
γ_{PV}	Power Temperature Coefficient	-0.3%/°C
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature	41.5°C
T_{ref}	Reference Temperature	25°C

4.3. Energias Renováveis Controláveis

4.3.1. Tipos de Energias Renováveis Controláveis em Portugal Continental

Para além das energias renováveis mencionadas anteriormente, também é importante mencionar as energias renováveis controláveis/despacháveis no tempo. Em Portugal, a energia renovável controlável no tempo com maior relevância é a hídrica com albufeira, 5769.8 MW [40]. A sua relevância é ainda superior quando se trata de uma hídrica com bombagem, pois para além da produção de electricidade, a

barragem poderá funcionar para armazenamento de energia. Para além das hídricas com albufeira também as bioenergias, como centrais a biomassa e a biocombustível, são centrais renováveis despacháveis. Neste estudo, também as centrais de resíduos sólidos urbanos são consideradas como renováveis despacháveis, perfazendo uma potência total de 684.34 MW, excluindo as hídricas. [40]

4.3.2. Considerações para as Diferentes Renováveis Controláveis

Os tipos de centrais renováveis despacháveis consideradas neste estudo terão finalidades distintas. No que toca às hídricas, serão divididas entre centrais hídricas com bombagem, que são tratadas como armazenamento (4.6), e sem bombagem.

As centrais hídricas sem bobagem, devido à sua rápida capacidade de resposta às necessidades energéticas, serão agregadas com as centrais termoelétricas não renováveis no gerador de referência. A potência total das hídricas sem bombagem é de 3988.5 MW [40], mas por razões meteorológicas as centrais hídricas, ainda que tenham capacidade de armazenar energia, não são aptas para funcionar um ano inteiro à sua potência nominal. Por isso, e por falta de dados que permitem o cálculo do volume da sua albufeira ao longo do ano, a potência respeitante às hídricas no gerador de referência é multiplicada pela média do factor de capacidade das grandes hídricas ao longo de 9 anos (0.250) [39].

Para as centrais térmicas renováveis (*DRE*) a sua potência será constante ao longo do ano e, tal como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica, terá prioridade na penetração da energia. A potência de funcionamento das *DRE* é definida pelo factor de capacidade de 2015 (0.534). [39]

4.4. Centrais Térmicas Fósseis

4.4.1. Potência Nacional

Ainda que as fontes de energia renovável estejam associadas a externalidades positivas, como o combate ao aquecimento global e aproveitamento de recursos naturais renováveis, a sua introdução num sistema electroprodutor não elimina a necessidade de um sistema de apoio, para além das renováveis despacháveis, devido à grande variabilidade na sua produção.

A nível nacional os geradores térmicos não renováveis são alimentados por dois tipos de energia fóssil (Carvão e Gás Natural). Em relação às centrais a carvão, Portugal tem 2 centrais [Sines (4 grupos) e Pego (2 grupos)] que perfazem uma potência total de 1756 MW, já as centrais a gás natural são 4 [Lares (2 grupos), ELECGÁS (2 grupos), Ribatejo (3 grupos), T. Outeiro (3 grupos)] e a sua potência total é de 3829 MW. [44]

As centrais térmicas fósseis, juntamente com as hídricas sem bombagem, são simuladas pelo gerador “*Reference*” do *Matlab/Simulink* e não consideram o seu tempo de resposta.

4.4.2. Potência de Reserva

A pensar nas limitações existentes para a importação de energia, em possíveis falhas das centrais (agendadas ou imprevistas), em falhas da produção energética por centrais renováveis não controláveis ou em aumentos inesperados de consumo energético, é necessário a existência de reservas de potência que possam ser usadas nesses casos, de maneira a não haver apagões.

Existem vários tipos de reserva, sendo os mais importantes a reserva estática e a reserva girante [45]. A reserva estática, que consiste em assegurar a produção energética em caso de avaria da maior central

eléctrica a operar no sistema electroprodutor e/ou na diferença entre a potência total de centrais controláveis (Capacidade de produção) e o máximo histórico da carga ($Carga_{max}$) [46]:

$$Reserva\ Estática = Capacidade\ de\ Produção - Carga_{max} \quad [4.3]$$

E a reserva girante, que varia ao longo do tempo e consiste na potência necessária para fazer face a variações súbitas da carga e a falhas na produção (como os desvios na produção estimada e a efetiva por parte das renováveis) [47]. Neste estudo apenas consideramos a reserva estática.

Sabendo que o valor histórico máximo da carga é de 9401 MW [44], pela equação 4.3 é possível determinar a diferença em relação à soma das centrais despacháveis (10257.34 MW), que é de 856.34 MW, valor esse que, apesar de inferior às centrais de Ribatejo, Sines e T. Outeiro, é superior a qualquer um dos grupos das centrais controláveis. Assim sendo, a reserva estática é de 856.34 MW.

4.5. Consumidores (Carga)

O consumo de energia eléctrica é um dos principais componentes de um sistema electroprodutor, pois é razão pela qual todos os restantes elementos são relevantes. Os consumidores de energia eléctrica eram, em Portugal Continental, no ano de 2013 perto de 6.1 milhões, sendo a grande maioria alimentados em BT, seguidos por consumidores em MT (23500 consumidores) e, por fim, os consumidores em AT e MAT (350 consumidores) [43]. Os dados utilizados na simulação são relativos ao consumo de energia do ano de 2015 [48] que fez um consumo total de 49.66 TWh. A potência de consumo de energia eléctrica em Portugal registou o seu máximo histórico em 2010 (9401 MW) [44].

A carga pode ainda ser dividida de acordo com a finalidade da energia consumida (consumo habitacional, iluminação pública, indústria, etc.), contudo neste trabalho não foi feita essa distinção.

4.6. Capacidade de Armazenamento

4.6.1. Características do Armazenamento

Existem vários tipos de tecnologia de armazenamento de energia que permitem aproveitar o excesso de produção, tal as hídricas com bombagem, armazenamento em ar comprimido, armazenamento químico (baterias), supercondensadores e “flywheel” [49]. Também a produção de hidrogénio por electrólise da água, ou reformação de combustíveis fósseis [50] pode ser considerado como uma tecnologia de armazenamento, pois o hidrogénio poderia ser usado em momentos de déficit energético para suprimir as necessidades de consumo.

No presente trabalho considerou-se, tal como o caso português, apenas o armazenamento de energia eléctrica em hídricas com bombagem, que consiste em guardar energia na forma potencial, através das massas de água armazenadas em albufeiras. Apesar de também as centrais hídricas sem bombagem serem capazes de armazenar energia, neste estudo o armazenamento apenas considera as centrais capazes de aproveitar a energia eléctrica em excesso para se carregar (centrais hidroeléctricas com bombagem). A potência nacional nominal de descarga das centrais hidroeléctricas com bombagem é de 1781.3 MW enquanto que para o carregamento é de 1579.4 MW [40].

Para determinar a capacidade de armazenamento é necessário para isso transformar os dados obtidos (volume da albufeira e altura da queda bruta) [40] em energia. Para isso recorreu-se à equação de energia potencial:

$$E_p = m \times g \times h \quad [4.4]$$

Em que h [m] é a altura da queda bruta, g é a aceleração gravitacional (aproximadamente 9.8 m.s^{-2}) e m é a massa de água na albufeira [kg] (para a água $1 \text{ m}^3 = 1000 \text{ kg}$). A capacidade de armazenamento nacional é de 1245.55 GWh.

4.6.2. Considerações do Armazenamento

As centrais hídricas com bobagem não funcionaram como centrais geradoras por falta de dados meteorológicos que permitem calcular a variação do volume da albufeira. Foi também considerada uma eficiência de 80% para o carregamento e descarregamento.

4.7. Interligações do Sistema Energético

Apesar de o presente estudo particularizar o caso português, ao contrário do que acontece em Portugal, onde as interligações estão limitadas à capacidade de ligação com o exterior, considerou-se que o exterior tem capacidade para absorver toda a energia produzida em excesso e que é capaz de fazer face a qualquer necessidade energética que o sistema electroprodutor não conseguir sustentar, respeitando as condições referidas nos pontos anteriores.

5. Resultados

5.1. Resultados da Construção do Modelo Simplificado

Nos pontos seguintes serão descritos os resultados relativos à construção do modelo simplificado da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor. Todas as simulações foram realizadas com o *solver* “ode23t (mod. stiff/Trapezoidal)”

5.1.1. Resultados para o Conversor DC/AC trifásico

Na simulação do conversor DC/AC trifásico para a produção renovável, interligou-se o respectivo conversor a uma carga resistiva trifásica e a um gerador de tensão trifásico em modo gerador “*swing*” (fornece/absorve energia de maneira a manter o equilíbrio). Na simulação do conversor DC/AC trifásico para a carga, interligou-se o respectivo conversor a um gerador de tensão trifásico em modo “*swing*” e ao conversor DC/AC trifásico gerador.

Todos os elementos dos testes têm como tensão base 60 kVrms (apenas muda no ponto 5.1.5) e 50 Hz de frequência e a impedância interna do gerador de referência é de $R=10^{-10} \Omega$ e $X=0 \Omega$.

Teste Renewable Energies

Introduziu-se uma potência, através de um sinal sinusoidal de amplitude 70 kW e frequência de $\pi \text{ rad/ano}$, como *input* do conversor DC/AC trifásico gerador e uma carga contínua de 50 kW (ver Figura 5.1), sendo o resultado apresentado no Gráfico 5.1.

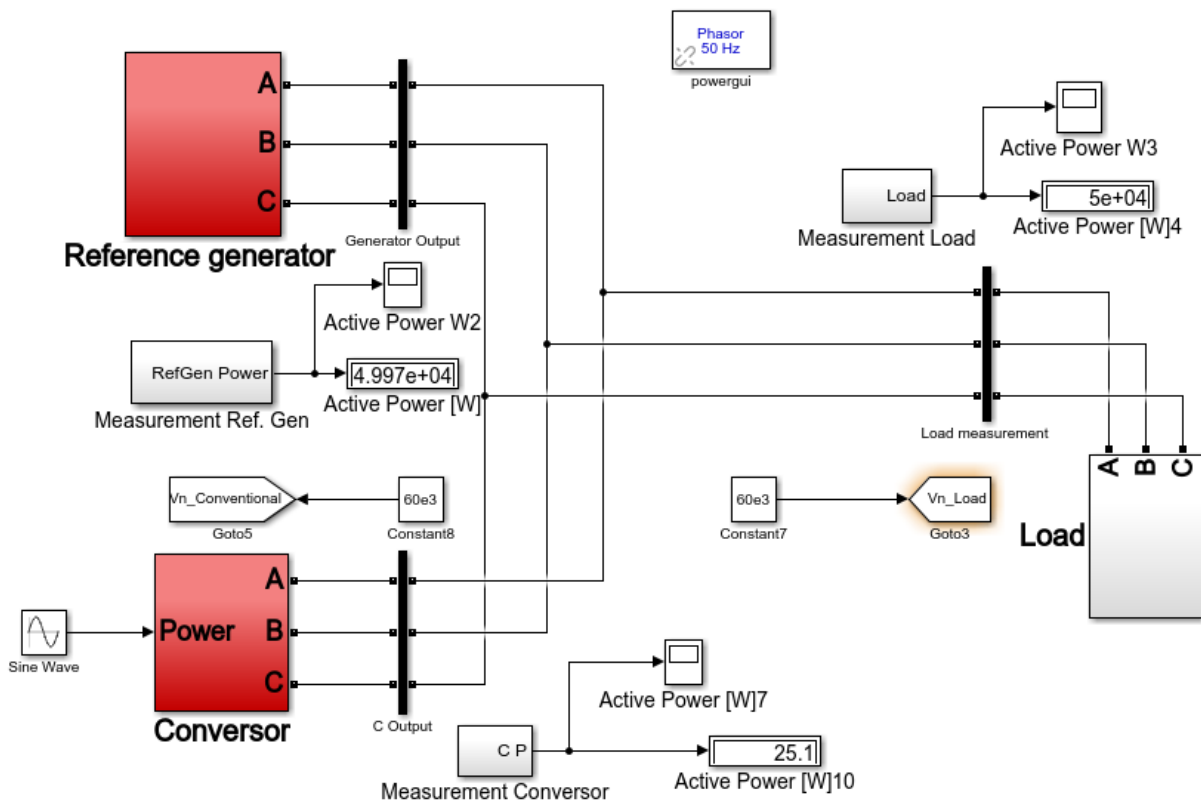


Figura 5.1. Modelo de teste para um gerador com conversor DC/AC trifásico: Modelo constituído apenas por um gerador de referência, uma carga trifásica constante (da biblioteca do Simulink), o conversor DC/AC trifásico para um gerador, alimentado por uma potência variável ao longo do ano (formando uma senoide de frequência $\pi \text{ rad/ano}$), os blocos de medição e o bloco “*powergui*”.

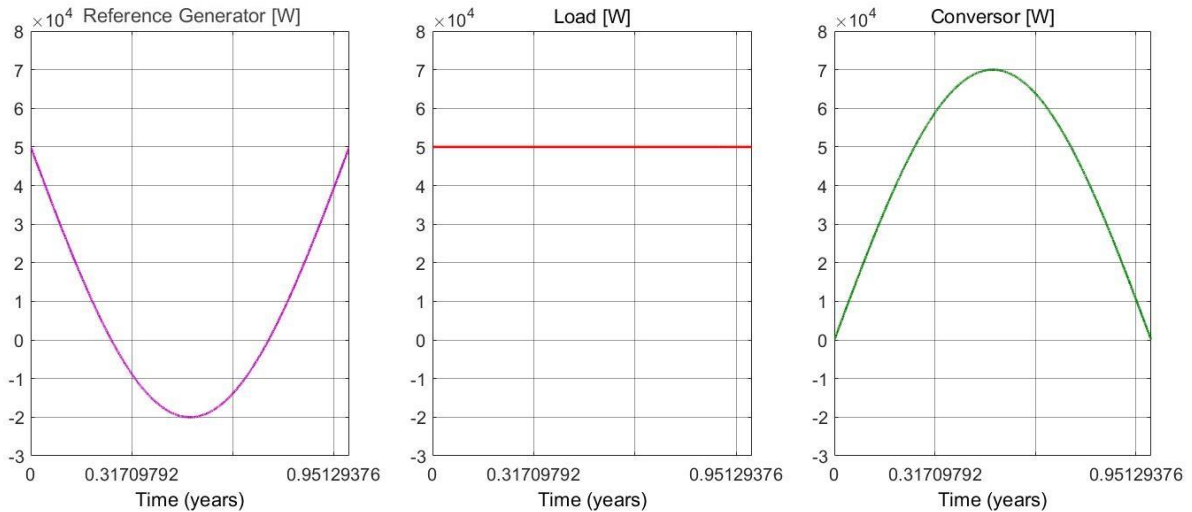


Gráfico 5.1. Resultados da simulação do conversor (gerador): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação do conversor DC/AC trifásico para um gerador e a resposta do gerador “Reference”, dada uma certa carga constante.

Podemos ver que, como se pretendia, o gerador de referência responde na medida certa às necessidades energéticas e que funciona como carga quando a energia fornecida por parte do conversor é excedente.

Pode ser observado na Figura 5.2 os desfasamentos das respectivas fases do conversor, tal como a magnitude da tensão de cada fase.

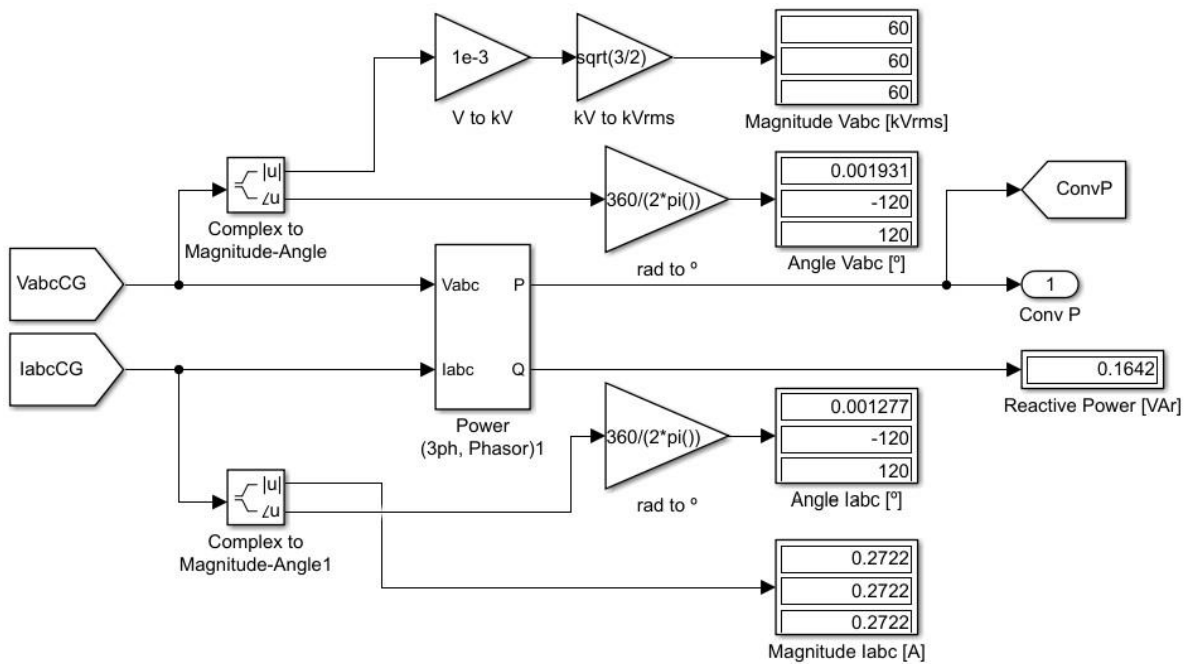


Figura 5.2. Bloco “Measurement Converter”: Separação das magnitudes e ângulos de cada fase e os seus respectivos valores. Os valores correspondentes aos ângulos estão em graus e as tensões estão em kVrms.

Teste Load

Introduziu-se uma potência, através de um sinal sinusoidal de amplitude 70 kW e frequência de π rad/ano como input do conversor DC/AC trifásico da carga e um input contínuo do conversor DC/AC trifásico gerador de 20 kW (ver Figura 5.3), sendo o resultado apresentado no Gráfico 5.2.

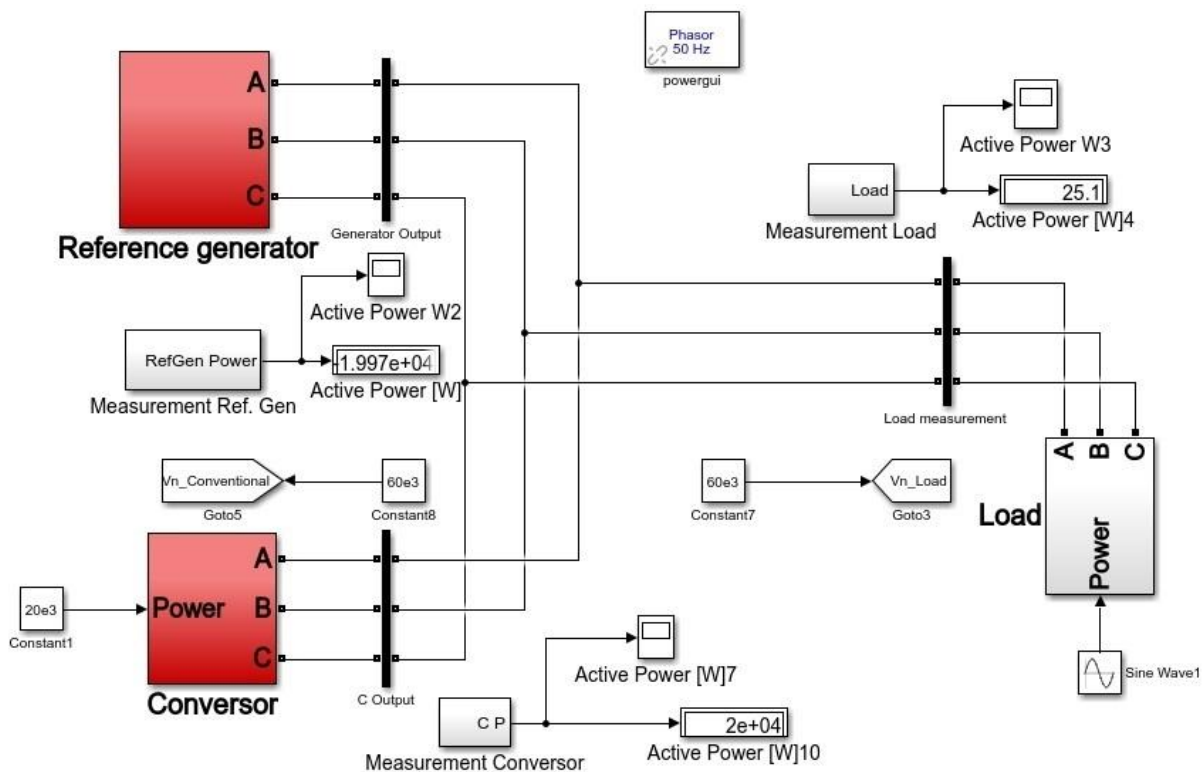


Figura 5.3. Modelo de teste para uma carga com conversor DC/AC trifásico: Modelo constituído apenas por um gerador de referência, um conversor DC/AC trifásico para uma carga, alimentado por uma potência variável ao longo do ano (formando uma senoide de frequência π rad/ano), o conversor DC/AC trifásico para um gerador alimentado por uma potência constante, os blocos de medição e o bloco "powergui".

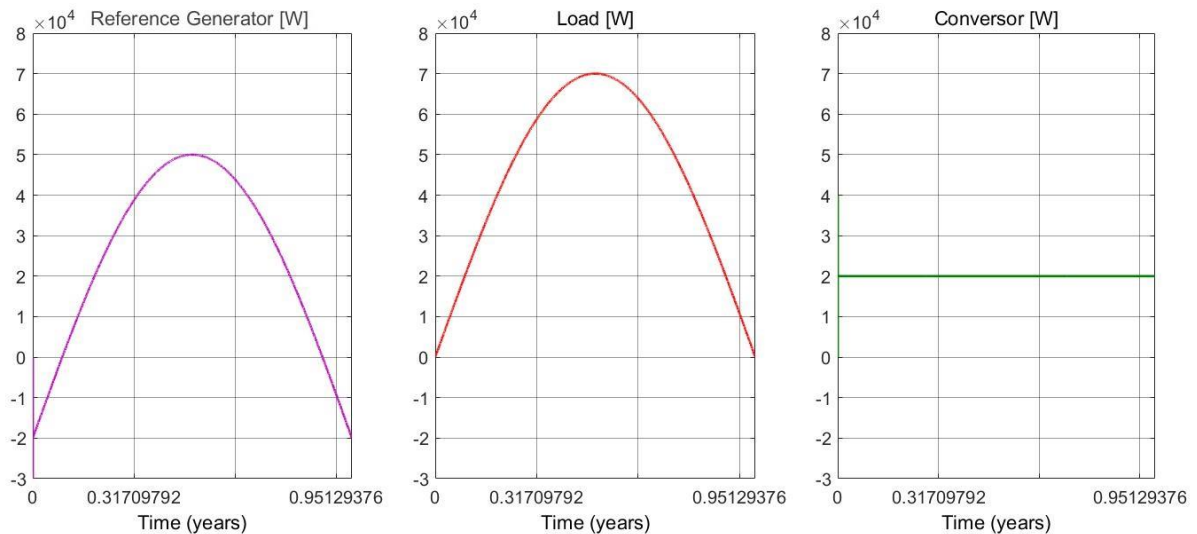


Gráfico 5.2. Resultados da simulação do conversor (carga): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação do conversor DC/AC trifásico para uma carga e a resposta do gerador "Reference", dado um certo valor constante para um gerador com o conversor DC/AC trifásico.

Tal como no teste anterior, o gerador de referência responde na medida certa às necessidades energéticas e funciona como carga quando a energia fornecida por parte do conversor é excedente. A tensão e a corrente do conversor para a carga também correspondem ao esperado.

5.1.2. Modelo de Gestão do Sistema Energético

Devido à grande variabilidade dos dados de entrada do modelo, o modelo de gestão do sistema energético foi testado na forma mais simples do modelo, onde os *inputs* do teste são potências. Para

facilitar a compreensão do modelo de gestão do sistema energético, as potências de *input* dos blocos *LOAD*, *DRE* e *WIND* são constantes e a potência de *input* do bloco *PV* é variável ao longo do ano, formando uma senoide de frequência $\pi \text{ rad/ano}$, tal como no teste anterior. (ver Tabela 5.1)

Tabela 5.1. Dados da simulação do modelo de gestão do sistema energético (Carga e Renováveis): Dados relativos às potências nominais para os blocos geradores renováveis (excluindo as hídricas) e da Carga.

Bloco	LOAD	DRE	WIND	PV
Potência Nominal (kW)	500	0	0	850

Também foi necessária a atribuição de valores de teste para a potência nominal de carregamento e descarregamento do armazenamento e a potência que se quer como máxima para o gerador “Reference”. (ver Tabela 5.2)

Tabela 5.2. Dados da simulação do modelo de gestão do sistema energético (Armazenamento e “Reference”): Dados relativos às potências nominais de carregamento e descarregamento do armazenamento e potência que se quer como máxima para o gerador “Reference”.

Bloco	Charging	Discharging	Reference
Potência Nominal (kW)	200	200	200

A capacidade de armazenamento para a simulação é de 1 GWh e o SoC inicial de 0.4. Os resultados podem ser observados no Gráfico 5.3.

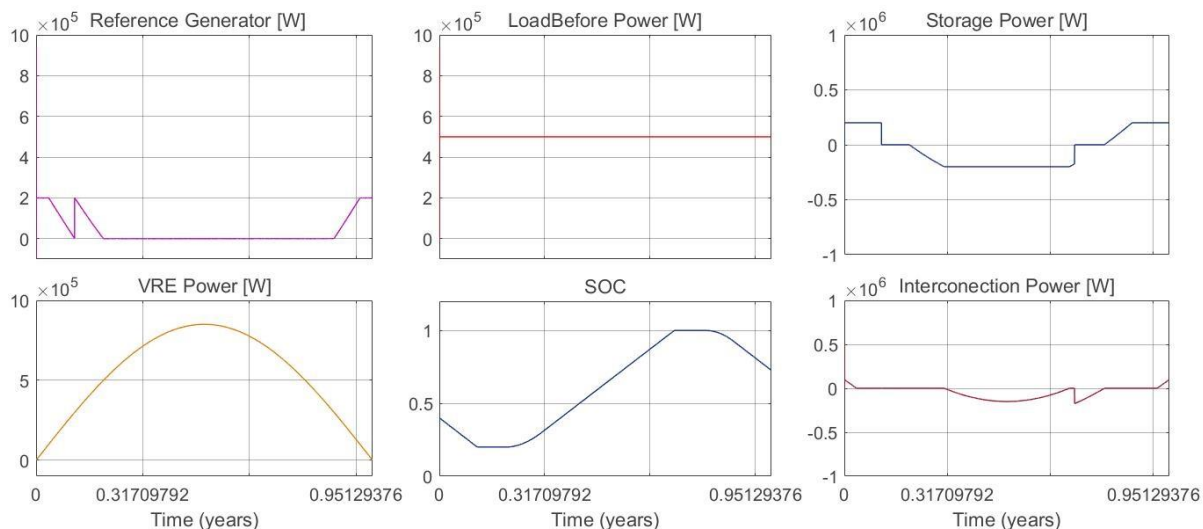


Gráfico 5.3. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético: Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação do modelo de gestão do sistema energético na sua forma mais simples. O input da potência do gerador “PV” é variável ao longo do ano, formando uma senoide de frequência $\pi \text{ rad/ano}$ e o input da carga é uma potência constante. Os restantes valores do gráfico, são as respostas dos respectivos blocos de acordo com a ordem de prioridades definida no modelo de gestão do sistema energético. (Gráfico em ponto grande no Anexo C – Gráfico A.1)

Como é possível verificar no Gráfico 5.3 o modelo de gestão do sistema energético está a funcionar correctamente. A ordem de prioridades na injeção da energia é respeitada (1º Energias renováveis; 2º Armazenamento; 3º Gerador de referência; 4º Interligação), tal como no consumo (1º Carga; 2º Armazenamento; 3º Interligação), as potências nominais não são ultrapassadas e o SoC respeita o domínio definido [0.2, 1].

As potências positivas nos blocos “Storage” e “Interconection” representam, respectivamente, o descarregamento do armazenamento e a importação de energia. As potências negativas nos mesmos blocos representam, respectivamente, o carregamento do armazenamento e a exportação de energia.

O modelo só consegue atingir a estabilidade em $t \sim 3$ horas.

5.1.3. Introdução dos Dados Variáveis no Modelo

A grande variabilidade dos dados *input* do vento e radiação, torna necessário verificar se os conversores DC/AC trifásico são capazes de manter a estabilidade ao longo do ano. Assim, adicionou-se um bloco que pretende substituir/simular o gerador “Reference” (“Simulated Generator”), que lê as potências, definidas pelo modelo de gestão do sistema energético, a que é suposto o gerador de referência trabalhar. O bloco “Simulated Generator” usa um conversor DC/AC trifásico para injectar a energia no modelo. O gerador de referência apenas regista se existe instabilidade no modelo motivado pelo desfasamento temporal entre: a leitura dos dados *input* no modelo e os dados obtidos no modelo de gestão do sistema energético.

O teste foi realizado com recurso a potências da mesma dimensão que o teste anterior, assim sendo, multiplicou-se os dados da carga por 10^{-4} . Os valores das restantes potências nominais são os mesmos do teste anterior, obtendo-se os resultados verificados no Gráfico 5.4 e no Gráfico 5.5.

O gerador de referência nesta simulação serve apenas para perceber se o modelo está em equilíbrio.

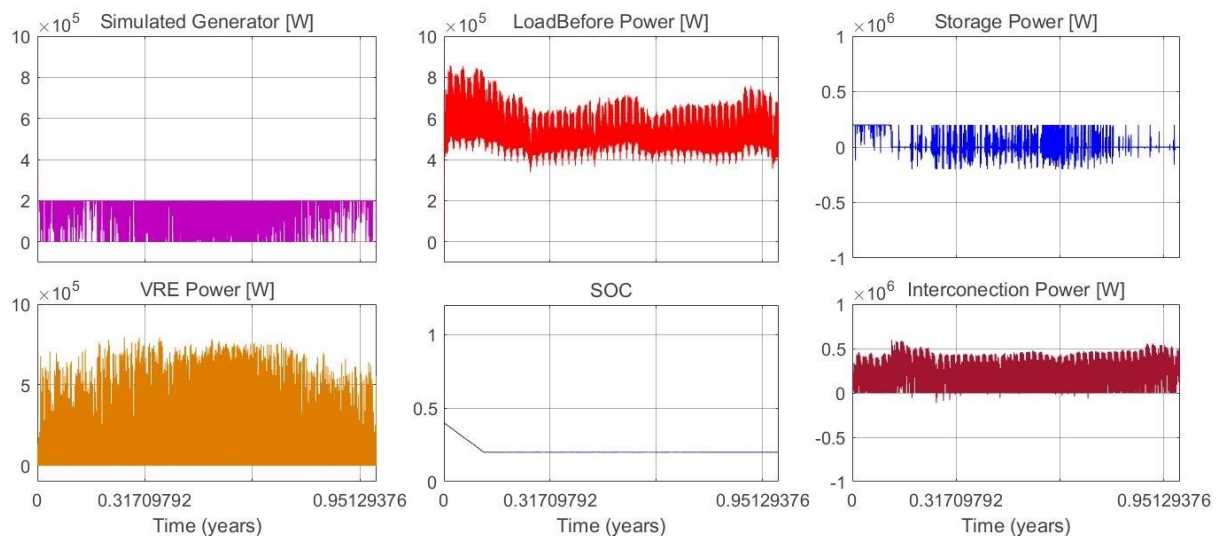


Gráfico 5.4. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético (dados variáveis): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação do modelo de gestão do sistema energético com dados variáveis. O gerador “PV” inclui o input da radiação e a carga tem como input os dados multiplicados por 10^{-4} (tanto os dados meteorológicos como os dados da carga, são os valores para o caso português). Os restantes valores do gráfico, são as respostas dos respectivos blocos de acordo com a ordem de prioridades definida no modelo de gestão do sistema energético. (Gráfico em ponto grande no Anexo C – Gráfico A.2)

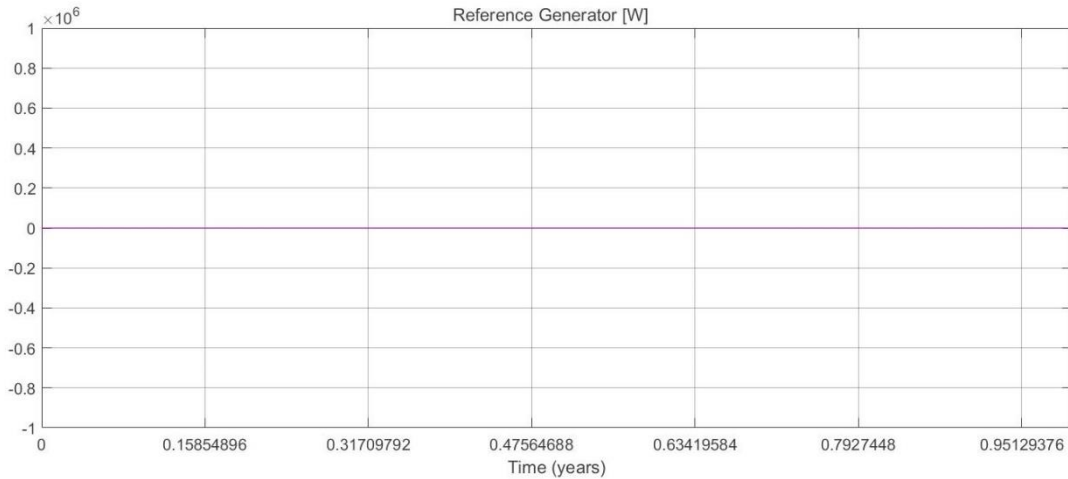


Gráfico 5.5. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético no gerador “Reference” (dados variáveis): Gráfico do efeito, ao longo do ano, da simulação do modelo de gestão do sistema energético com dados variáveis. O gerador “Reference” não apresenta nenhuma instabilidade.

Tal como se pretendia, o gerador de referência não tem qualquer resposta à variabilidade dos dados, o que indica que o modelo de gestão do sistema energético mantém o equilíbrio ao longo da simulação, não existindo qualquer instabilidade no modelo.

Também as potências nominais dos vários blocos são respeitadas, assim como no teste anterior.

5.1.4. Integração do Gerador de Referência no Modelo

Como o gerador de referência não apresenta instabilidade com a grande variabilidade dos dados, as centrais termoeléctricas não renováveis e as grandes centrais hídricas sem bombagem são simuladas pelo bloco “Reference”, tal como é mencionado no ponto 3.3.1.

As potências nominais de teste usadas para a simulação estão representadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3. Dados da simulação do modelo de gestão do sistema energético para dados variáveis (Geradores): Dados relativos à potência que se quer como máxima para o gerador “Reference” e para as potências nominais para os blocos geradores renováveis (excluindo as hídricas).

Bloco	Reference	DRE	WIND	PV
Potência Nominal (kW)	1200	1000	4100	550

O armazenamento mantém a capacidade, mas as potências de teste de carregamento e descarregamento, são as que estão apresentadas na Tabela 5.4, enquanto que as potências horárias da carga em Portugal são multiplicadas por $0.5 \cdot 10^{-3}$.

Tabela 5.4. Dados da simulação do modelo de gestão do sistema energético para dados variáveis (Armazenamento): Dados relativos às potências nominais de carregamento e descarregamento do armazenamento.

Bloco	Charging	Discharging
Potência Nominal (kW)	2000	2000

Pode observar-se os resultados obtidos através do Gráfico 5.6.

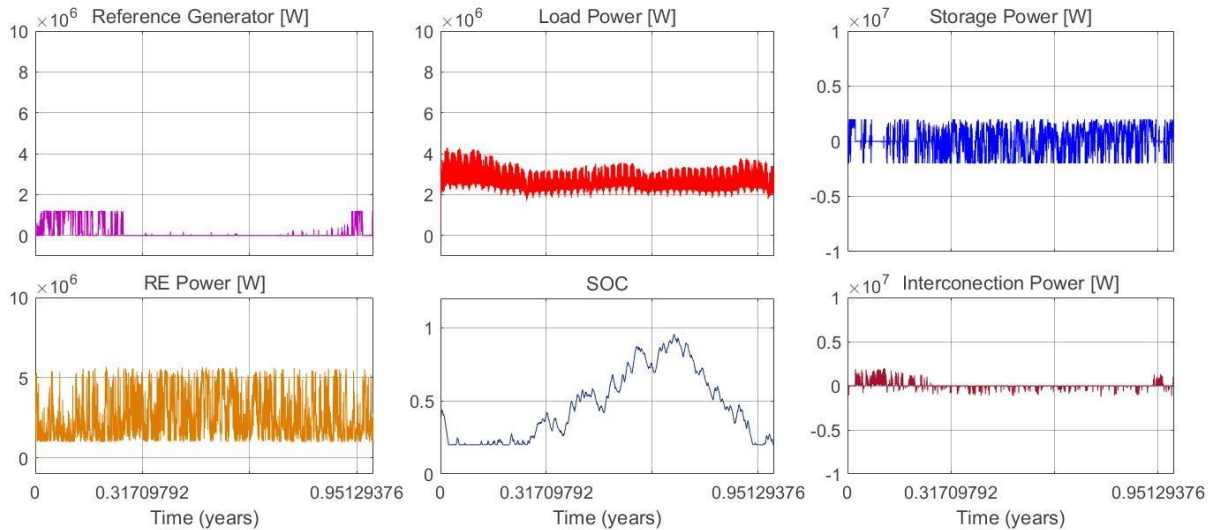


Gráfico 5.6. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético com a integração do gerador “Reference” (dados variáveis): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação da integração do gerador “Reference” no modelo de gestão do sistema energético com dados variáveis. O gerador “PV” e o gerador “WIND” inclui o input dos dados meteorológicos e a carga tem como input os dados multiplicados por $0.5 \cdot 10^{-3}$ (tanto os dados meteorológicos como os dados da carga, são os valores para o caso português). Os restantes valores do gráfico, são as respostas dos respectivos blocos de acordo com a ordem de prioridades definida no modelo de gestão do sistema energético. (Gráfico em ponto grande no Anexo C – Gráfico A.3)

A simulação com o gerador de referência, a representar as centrais termoelétricas não renováveis e as grandes centrais hídricas sem bombagem, limitado por um valor máximo de potência, respeita o modelo de gestão do sistema energético tal como os testes anteriores. É possível observar, através do armazenamento, que, apesar de pequenas variações, as condições climáticas em Portugal concentram a produção renovável (com a exceção de hídricas) mais pelos meses do segundo quadrimestre.

5.1.5. Simulação dos Dados Nacionais

Testou-se também o modelo com os dados de potência referentes ao caso nacional, mencionados no capítulo 4 (ver Tabela 5.5), à tensão de 400 kVrms. É de ter em atenção, que o C_p do bloco “DRE” é de 0.534 e que se multiplicou a potência nominal das centrais hídricas sem bombagem pelo seu C_p (0.250). A capacidade de armazenamento é de 1245.55 GWh e o SoC inicial definiu-se como 1.

Tabela 5.5. Dados da simulação do modelo para os dados nacionais: Dados relativos à reserva estática e às potências nominais nacionais da produção das grandes hídricas sem bombagem, da produção não renovável, do gerador das “DRE”, de “PV”, “WIND” e o carregamento e descarregamento do armazenamento.

Bloco	Reserva Estática	Hydric Non Bomb.	Térmicas não Renováveis	DRE
Potência Nominal (MW)	856.84	3988.5	5585	684.34
Bloco	PV	WIND	Discharging	Charging
Potência Nominal (MW)	409	5252,1	1781.3	1579.4

Os resultados da simulação estão apresentados no Gráfico 5.7.

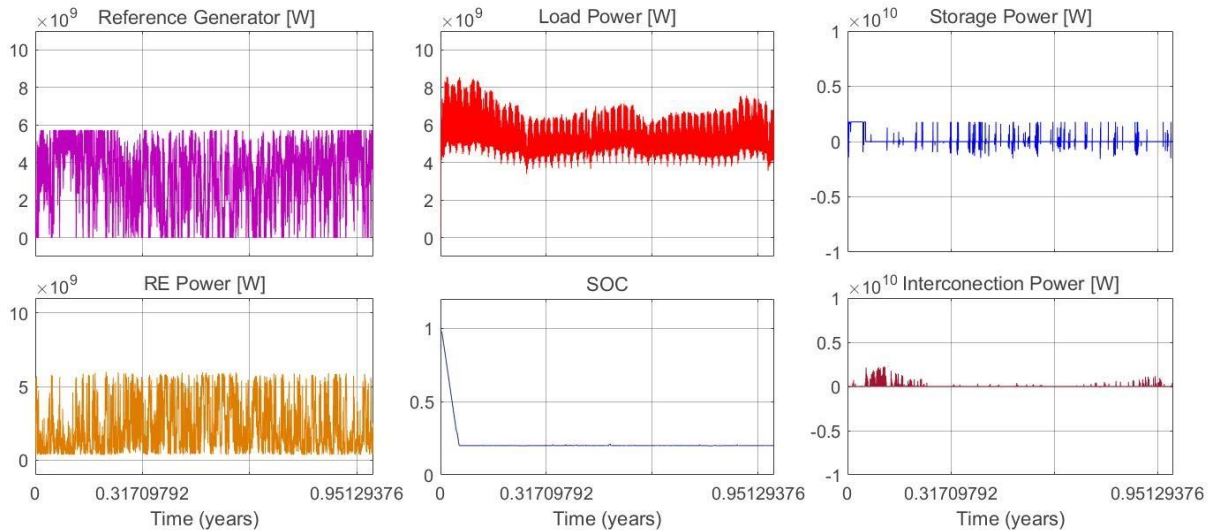


Gráfico 5.7. Resultados da simulação do modelo para os dados nacionais: Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação para os dados nacionais. (Gráfico em ponto grande no Anexo C – Gráfico A.4)

5.2. Resultados das Simulações com o Modelo

Após a construção do modelo, procedeu-se à análise do mesmo particularizado ao caso português através dos dados de *input* e realizaram-se algumas simulações, de acordo com certos critérios, de forma a testar as potencialidades do modelo.

5.2.1. Simulação Inicial de Análise ao Modelo

De acordo com os dados obtidos em 5.1.5, podemos observar a variabilidade das potências de cada agente do sistema energético. Os dados de potência da carga, permitem facilmente identificar a variação dos dias, representando cada pico máximo ao pico de consumo desse dia e o pico mínimo à potência mínima às horas de vazio. Os dados da carga também permitem a identificação de semanas, devido ao menor consumo de energia aos fins-de-semana. É também possível verificar que os períodos de maior consumo energético são no Inverno, apesar do ligeiro aumento de consumo a meio do Verão. A energia anual consumida é de 49.54 TWh.

Por outro lado, a produção de energias renováveis (hídricas não incluídas), é inferior nos meses de inverno. A sua produção total é de 19.82 TWh, o que corresponde a um C_p de 0.357. A energia produzida pelas energias renováveis (hídricas não incluídas) corresponde a 40.01% do consumo anual. Quem contribui com a maior fatia dessa percentagem são as centrais eólicas (79.95% das renováveis), sendo as centrais fotovoltaicas quem menos contribui menos (3.90% das renováveis). Quanto ao C_p , as centrais renováveis despacháveis são quem tem o maior valor, 0.534, seguindo as centrais eólicas e as fotovoltaicas, com 0.345 e 0.216, respectivamente.

Devido aos consumos mais elevados e à menor produção nos meses de inverno, a potência distribuída pelo gerador de referência é superior nos meses de Inverno. A sua produção anual corresponde a 28.58 TWh (57.69% do consumo anual) e a um rácio de energia produzida pelo gerador “*Reference*” por energia de produção renovável nacional de 1.44. O C_p do gerador “*Reference*” é de 0.570.

O armazenamento, no caso desta simulação, não é muito significativo, pois, iniciando a simulação à carga máxima ($SoC=1$), descarrega até à capacidade mínima ($SoC=0.2$) no dia 20 de Janeiro, passando o resto do ano com pequenas variações, que não se mostram significativas. A energia armazenada foi

de apenas 0.271 TWh (1.37% da produção renovável) e a energia injectada pelo armazenamento foi de 0.989 TWh (2.00 % da carga), o que fez um Cp das potências de carregamento e descarregamento de 0.020 e 0.063, respectivamente.

Tal como o armazenamento, as interligações não se mostram muito significativas, apesar da importação de 0.420 TWh (0.85% da carga). O rácio energia importada por energia de produção renovável nacional é de 0.02.

5.2.2. Eliminação das Centrais a Carvão (Sines e Pego) ao Modelo

Sendo que as centrais a carvão são as centrais térmicas não renováveis mais poluentes a nível nacional, decidiu-se realizar a simulação simplificada da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor, subtraindo as centrais termoeléctricas de Sines e do Pego ao modelo mantendo tudo o resto constante, incluindo a reserva estática. Assim, a potência nominal do gerador “*Reference*” passa a ser de 3969 MW (redução de 30.67% do valor inicial). Os resultados da simulação podem ser vistos no Gráfico 5.8.

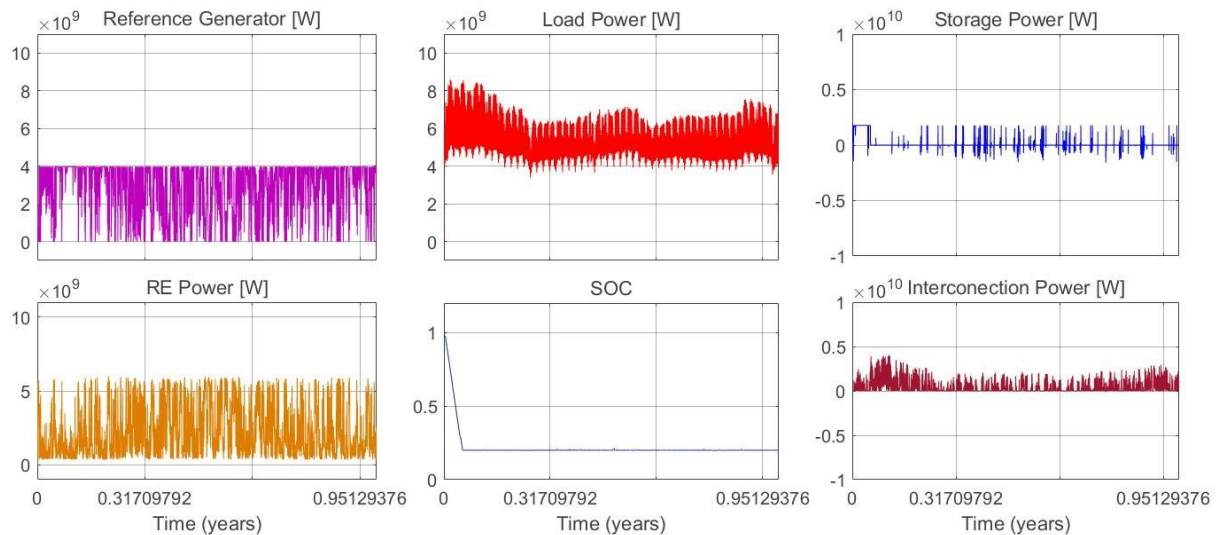


Gráfico 5.8. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão: Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação para os dados em Portugal incluindo as centrais termoeléctricas a Carvão. (Gráfico em ponto grande no Anexo D, Gráfico A.5)

A energia anual produzida pelo bloco “*Reference*” reduz-se em cerca de 12.2%, para 25.10 TWh, o que perfaz 50.66% da carga. O Cp do gerador aumentou para 0.722.

A energia em falta foi importada na totalidade, aumentado assim para 3.910 TWh a energia total importada (7.89% da energia requerida pela carga). O rácio energia importada por energia de produção renovável nacional aumentou para 0.20.

5.2.2.1. PV ou Wind

De forma a tentar perceber qual a melhor fonte renovável, entre energia eólica e fotovoltaica, para substituir as centrais térmicas a carvão (*coal*), aumentou-se a potência de cada uma das fontes renováveis (*RE'*), em simulações diferentes, nas seguintes dimensões,

$$P_{RE'} = P_{coal} \times \frac{Cp_{coal}}{Cp_{RE'}} \quad [5.1]$$

O aumento da potência para o gerador fotovoltaico é de 5311 MW e o aumento de aerogeradores é de 1580 (aproximadamente 3318 MW). Estes valores correspondem a um aumento de potência fotovoltaica e de potência eólica, em relação à potência subtraída do gerador “*Reference*”, de 302% e de 189%, respectivamente. Os valores de C_p usados para calcular o aumento da potência são os mencionados no ponto 5.2.1.

O resultado da simulação do aumento de cerca de 1300% da potência fotovoltaica pode ser observado no Gráfico 5.9.

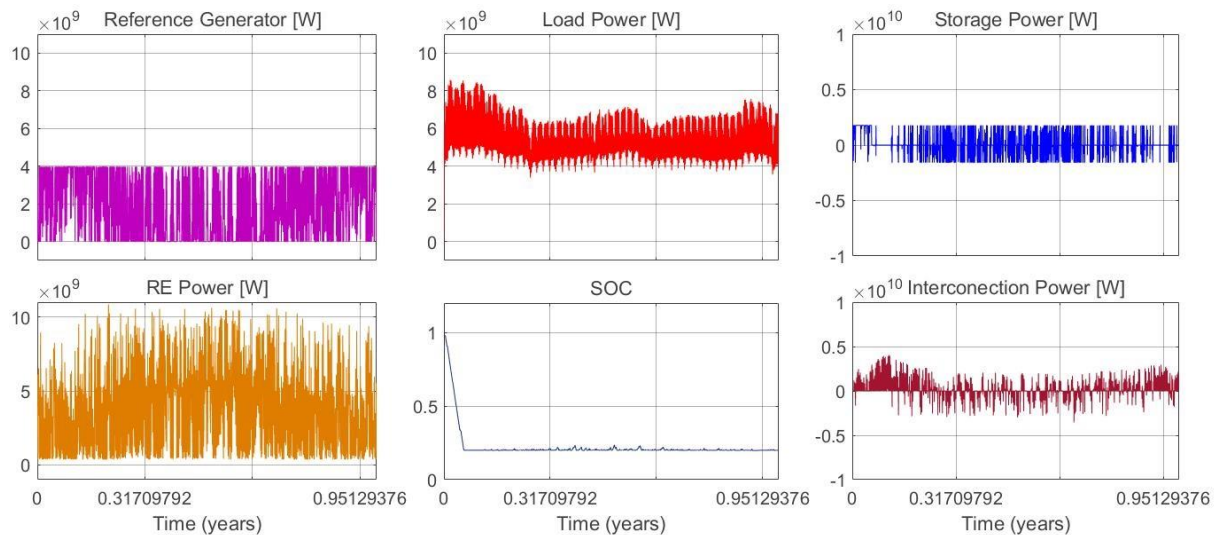


Gráfico 5.9. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão (PV): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação para os dados em Portugal excluindo as centrais termoelectricas a Carvão por potência PV. (Gráfico em ponto grande no Anexo D, Gráfico A.6)

A produção total de energias renováveis (hídricas não incluídas) aumenta para 29.84 TWh (aumentou 50.55% em relação à simulação 5.2.1), o que corresponde a um C_p de 0.292. A energia produzida pelas energias renováveis (hídricas não incluídas) corresponde a 60.21% do consumo anual. Quem contribuí com a maior fatia dessa percentagem, continuam a ser as centrais eólicas (53.11% das renováveis), seguindo-se as centrais fotovoltaicas (36.16% das renováveis).

A produção anual do gerador “*Reference*” corresponde a 17.99 TWh (36.30% do consumo anual) e a um rácio de energia produzida pelo gerador de referência por energia de produção renovável nacional de 0.603. O C_p do gerador “*Reference*” é de 0.517.

O armazenamento, iniciando a simulação à carga máxima ($SoC=1$), tem a sua primeira descarga até à capacidade mínima ($SoC=0.2$) no dia 21 de Janeiro. A energia armazenada foi de 1.937 TWh (6.49% da produção renovável) e a energia injectada pelo armazenamento foi de 2.178 TWh (4.40% da carga), o que fez um C_p das potências de carregamento e descarregamento de 0.140 e 0.140, respectivamente.

Quanto às interligações, a energia importada foi de 2.256 TWh (4.55% da carga), enquanto que as exportações registaram o valor de 0.771 TWh (2.58% da produção renovável). O rácio energia importada por energia de produção renovável nacional é de 0.076 e o rácio energia exportada por consumo é de 0.016.

O resultado da simulação para um aumento de cerca de 63% da potência eólica pode ser observado no Gráfico 5.10.

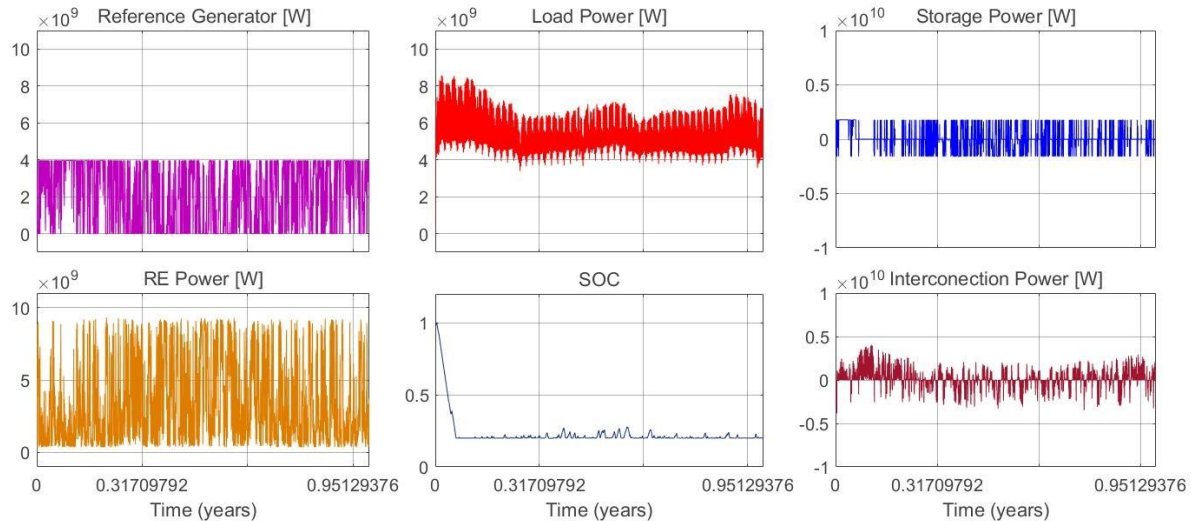


Gráfico 5.10. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão (Wind): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação para os dados em Portugal excluindo as centrais termoelectricas a Carvão por potência Wind. (Gráfico em ponto grande no Anexo D, Gráfico A.7)

A produção de energias renováveis total (hídricas não incluídas) aumenta para 29.83 TWh (aumentou 50.50% em relação à simulação 5.2.1), o que corresponde a um C_p de 0.352. A energia produzida pelas energias renováveis (hídricas não incluídas) corresponde a 60.22% do consumo anual. Quem contribuí com a maior fatia dessa percentagem, são as centrais eólicas (86.68% das renováveis), as centrais fotovoltaicas contribuem com uma parte residual (2.59% das renováveis).

A produção anual do gerador “Reference” corresponde a 18.92 TWh (38.19% do consumo anual) e a um rácio de energia produzida pelo gerador de referência por energia de produção renovável nacional de 0.634. O C_p do gerador “Reference” é de 0.544.

O armazenamento, iniciando a simulação à carga máxima ($SoC=1$), tem a sua primeira descarga até à capacidade mínima ($SoC=0.2$) no dia 21 de Janeiro. A energia armazenada foi de 2.885 TWh (9.67% da produção renovável) e a energia injectada pelo armazenamento foi de 2.694 TWh (5.44% da carga), o que fez um C_p das potências de carregamento e descarregamento de 0.209 e 0.173, respectivamente.

Quanto às interligações, a energia importada foi de 2.722 TWh (5.50% da carga), enquanto que as exportações registaram o valor de 1.746 TWh (5.85% da produção renovável). O rácio energia importada por energia de produção renovável nacional é de 0.091 e o rácio energia exportada por consumo é de 0.035.

De acordo com os resultados das simulações podemos perceber que a energia solar fotovoltaica é a melhor substituta das centrais de Sines e Pego, pois a substituição total das centrais a carvão por energia solar fotovoltaica resulta um menor consumo de energia produzida através do gerador “Reference” (menos 4.9%), em relação à substituição por energia eólica, e um saldo importador de energia menor (menos 17.1%).

A energia solar fotovoltaica apresenta algumas desvantagens em relação à energia eólica. As principais desvantagens para a simulação realizada são o seu menor C_p do PV em relação à Wind e o investimento inicial necessário para substituir as centrais a carvão, pois, a potência necessária a instalar de energia solar fotovoltaica poder não compensar o menor custo de instalação por kW (600-800 €/kW [51] para PV, “Grid-connected Ground-mounted above 10MW”, e 1030 €/kW [52] para Wind, “Média de BNEF WTPI<95m Ø”).

Por outro lado, é possível verificar que a energia eólica é mais dependente do apoio do armazenamento. Isso deve-se ao facto de os períodos de produção de energia solar fotovoltaica acompanharem os períodos de maior consumo (horas de cheia).

5.2.3. Incrementos ao Armazenamento

É também interessante perceber qual a reação do modelo a variações no armazenamento. Em primeiro lugar, simulou-se o modelo com as mesmas características da simulação de 5.2.1, mas com um aumento de 20% da capacidade máxima do armazenamento.

A variação dos resultados é muito pouco significativa. O armazenamento, iniciando a simulação à carga máxima ($SoC=1$), tem a sua primeira descarga até à capacidade mínima ($SoC=0.2$) no dia 24 de Janeiro, mais 4 dias que em 5.2.1. A energia injectada pelo armazenamento foi de 1.152 TWh (aumentou 16.48%), o que fez um C_p de 0.074.

O aumento da energia injectada pelo armazenamento resultou numa diminuição residual da energia gerada pelo gerador “*Reference*” (menos 0.42%) e numa diminuição da energia importada para 0.377 TWh (menos 10.24%).

Todas as restantes variáveis mantiveram os seus valores.

Em seguida, simulou-se o aumento de 10% das potências de carregamento e descarregamento, onde, para os dados adaptados ao modelo, mantendo a capacidade de armazenamento de 5.2.1, e não se verificou nenhuma alteração significativa, excepto o dia correspondente à primeira descarga até à capacidade mínima ($SoC=0.2$), passando a ser no dia 18 de Janeiro (menos 2 dias).

Os resultados das variações do armazenamento, apesar de se mostrarem pouco importantes no modelo como um todo, podem ser completamente diferentes em relação à realidade. Pois, as diferentes condições climáticas do país, podem permitir/obrigar a descargas em certas zonas do país e essa energia poderia ser usada para efetuar carregamentos em outras zonas.

5.2.4. Cenário Futuro para as Energias Renováveis em Portugal

A empresa de consultoria *Delloite* em parceria com a APREN, elaborou um estudo de previsão do impacto macroeconómico das energias renováveis na economia portuguesa [53]. Nesse estudo analisaram a evolução das energias renováveis para 2030 de acordo com dois cenários, a exportação de 10% das energias renováveis produzidas no país e um cenário em que a exportação é pouco relevante. Neste estudo analisou-se o cenário mais optimista.

No estudo as centrais a carvão foram desconsideradas e a carga tem um aumento de 16%, perfazendo um consumo anual de 57.48 TWh.

Os novos valores para as potências nominais das energias renováveis e os aumentos percentuais correspondentes são apresentados Tabela 5.6.

Tabela 5.6. Dados relativos às previsões da *Delloite*, em parceria com a APREN, para as potências nominais nacionais: Dados relativos aos valores previstos pela *Delloite*, em parceria com a APREN, para as potências nominais das energias renováveis em Portugal para 2030 e o respectivo aumento percentual de potência.

	<i>PV</i>	<i>Wind</i>	<i>DRE</i>	<i>Hydric Non Bomb.</i>	<i>Discharging</i>	<i>Charging</i>
Pn' (MW)	2871	6430	975	5993.6	2676.8	2373.4
Aumento (%)	602.0	22.4	42.5	50.3	50.3	50.3

Para o bloco “DRE”, considerou-se que o valor do relatório referente à bioenergia não incluía as centrais incineradoras de resíduos sólidos urbanos, centrais essas que se considerou que mantiveram o seu valor constante. Quanto à energia hídrica, considerou-se que a percentagem de grandes hídricas, em relação à totalidade da produção hídrica, se mantém constante, tal como a percentagem de hídricas com bombagem e a relação entre o carregamento e o descarregamento do armazenamento. Considerou-se que a capacidade de armazenamento aumentou 20%.

O valor da reserva estática é de 421.6 MW (Calculado pela equação 4.3 com as novas condições) e o comportamento do modelo pode ser observado no Gráfico 5.11.

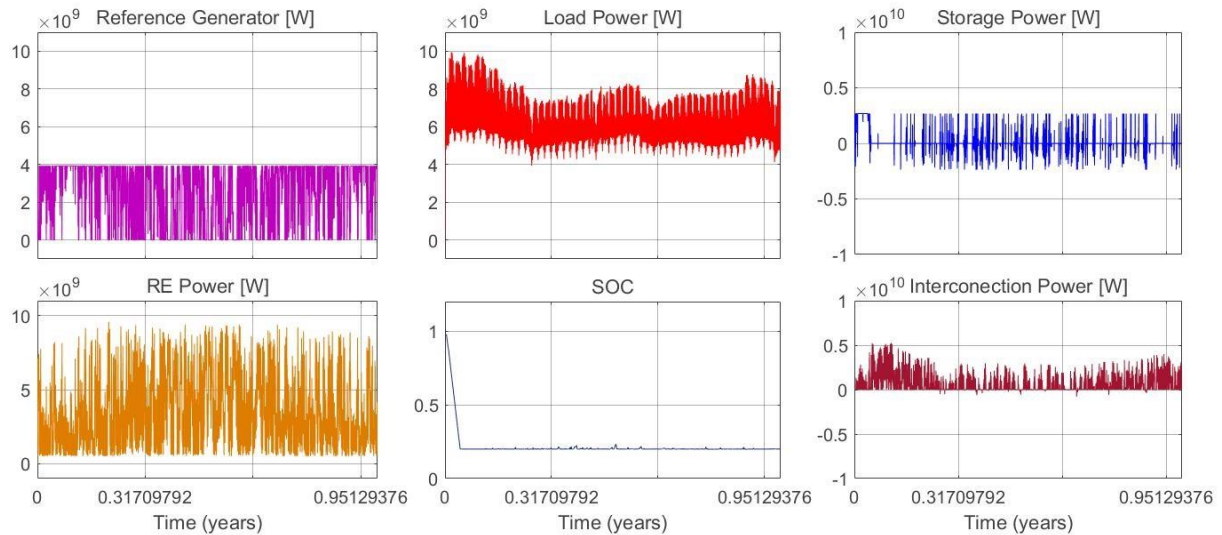


Gráfico 5.11. Resultados da simulação do modelo completo para as previsões da Delloite e da APREN: Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação com base em alguns dos dados previstos pela Delloite, em parceria com a APREN, para as potências nominais das energias renováveis em Portugal para 2030. (Gráfico em ponto grande no Anexo D, Gráfico A.8)

A produção total de energias renováveis (hídricas não incluídas) é de 29.38 TWh, C_p igual a 0.326. A energia produzida pelas energias renováveis corresponde a 51.11% do consumo anual. Quem contribuí com a maior fatia dessa percentagem são as centrais eólicas (66.03% das renováveis), seguindo-se as centrais fotovoltaicas (18.45% das renováveis).

A produção anual do gerador “Reference” corresponde a 22.45 TWh, 39.06% do consumo anual e a um rácio de energia produzida pelo gerador “Reference” por energia de produção renovável nacional de 0.76. O C_p do gerador “Reference” é de 0.652.

O armazenamento, iniciando a simulação à carga máxima ($SoC=1$), descarrega até à capacidade mínima ($SoC=0.2$) no dia 17 de Janeiro (menos 3 dias em relação a 5.2.1). A energia armazenada é de 1.231 TWh (4.19% da produção renovável) e a energia injectada pelo armazenamento é de 1.828 TWh (3.18% da carga), o que fez um C_p das potências de carregamento e descarregamento de 0.059 e 0.078, respectivamente.

Em relação às interligações, as exportações são quase inexistentes (0.008 TWh) enquanto que as importações foram de 5.060 TWh (8.80% da carga). O rácio energia importada por energia de produção renovável nacional é de 0.17.

Este cenário representa um aumento, em relação ao ponto 5.2.1, de 48.23% das energias renováveis (não incluindo hídricas) e uma diminuição de 21.45% da produção de energia do gerador “Reference”. Parte

da diminuição da produção do gerador “*Reference*” não se deve ao aumento das energias renováveis, mas sim desactivação das centrais de Sines e do Pego, o que fez aumentar em muito, em relação à situação inicial, a dependência do exterior.

6. Conclusões

O modelo simplificado da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor, ainda que muito simplificado, abrange os principais operadores do sistema electroprodutor e permite estudar a resposta do sistema energético à variação das potências nominais dos diversos geradores, do armazenamento e da carga. Apesar de o modelo desenhado ter implementado um modelo de gestão do sistema energético, de acordo com os critérios de prioridade definidos, o mesmo permite que sejam efectuadas modificações em caso de divergências políticas quanto à ordem de prioridade da energia a tomar, podendo até incluir o corte da produção renovável.

O conversor DC/AC trifásico, ainda que limitado a simulações em fasores, permite que ao modelo construído possa vir a ser aplicada, em desenvolvimentos futuros do trabalho, uma rede, que permita estudos mais complexos de um sistema eléctrico AC trifásico, como é o caso do impacto na rede de novas formas de produção e consumo de energia eléctrica (Prosumidores).

O modelo, apesar de ter uma grande entrada de dados, necessitar de cálculos de elevada complexidade para a conversão de corrente DC para AC trifásica e de realizar vários testes presentes no modelo de gestão do sistema energético ao longo do tempo de simulação, tem um tempo de resposta bastante rápido (compilação e simulação). Ainda que o tempo de compilação e simulação possa variar conforme algumas modificações realizadas no modelo, o mesmo demora pouco mais de 1 minuto a correr (para computadores a funcionar em condições normais). Os instantes iniciais da simulação são os mais demorados, devido à necessidade de o modelo encontrar o equilíbrio.

Também a análise dos dados permite tirar algumas conclusões acerca do panorama renovável nacional. Através dos dados apresentados anteriormente, é possível verificar que a produção de energia renovável PV e eólica é superior no segundo quadrimestre. Ainda assim, a inclusão da energia hídrica a fio-de-água e a separação das grandes hídricas sem bombagem, poderia equilibrar a produção renovável, no que toca à sua distribuição ao longo do ano.

É também possível verificar através do ponto 5.2.2.1 que a produção PV, para as condições climatéricas portuguesas, tem um papel preponderante na redução das emissões de CO₂ e no desenvolvimento sustentável. O aumento da produção de energia solar fotovoltaica, em comparação com a energia eólica, reduz a dependência nacional das centrais termoeléctricas e reduz também a dependência energética em relação ao exterior. O facto de as horas de cheia do consumo coincidirem com a produção PV, permite que, em relação à energia eólica, o PV seja menos dependente do armazenamento. Ainda assim, os factores de capacidade das duas tecnologias são muito discrepantes, com vantagem para a energia eólica, o que se traduz numa maior necessidade de aumento de potência para o PV, em relação à energia eólica, para o mesmo nível de produção anual.

Em relação ao consumo, é também possível apurar que os meses de Inverno são o período de maior consumo energético, o que se poderá dever a duas questões principais: 1) às maiores necessidades energéticas para iluminação e 2) às necessidades de maior consumo energético para climatização. É também interessante verificar o pequeno aumento do consumo nos meses de Verão, o que, provavelmente, se deve ao aumento das necessidades de climatização. Por fim, é interessante analisar a queda do consumo de energia eléctrica no mês de Agosto, que coincide com o período mais forte de férias a nível nacional.

É também importante perceber que, ainda que o presente estudo se tenha focado na produção renovável de energia eléctrica e em alguns dos mecanismos de flexibilidade que permitem a maior penetração de

tecnologias renováveis no sistema electroprodutor, a eficiência energética tem também um papel importante no desenvolvimento sustentável e no cumprimento das metas energéticas e ambientais. Pois, a redução do consumo energético reduziria as emissões de CO₂ e a necessidade de tecnologias de armazenamento que, no caso das hídricas (a tecnologia predominante, no panorama nacional, para o armazenamento) têm um grande impacto ambiental. Assim, o aumento da eficiência energética poderia permitir a redução do consumo energético sem que isso se traduzisse numa redução do PIB nacional.

No que toca ao modelo criado, ainda que o mesmo seja apenas uma simplificação, existem algumas questões que deverão ser analisadas mais a pormenor e questões a melhorar em desenvolvimentos futuros do trabalho.

6.1. Fragilidades do Modelo

Apesar das vantagens do modelo trabalhar em fasores, o facto de a simulação do tipo continua não funcionar, ainda que por um período curto, não permite a análise da qualidade da energia da rede, o que seria de extrema importância, devido à elevada penetração da produção renovável não controlável.

O modelo não tem em consideração o tempo de arranque das centrais, ou seja, não considera o tempo que as centrais demoram a atingir a potência requerida, seja quando a central parte de uma situação de não funcionamento (frio), ou de uma outra potência qualquer (podendo variar muito o tempo de resposta e o consumo de combustíveis fósseis dependendo do tipo de central, por exemplo: centrais de resposta rápida, centrais a cartão, centrais a gás, centrais hídricas, etc.), assumindo que a resposta é imediata. O mesmo acontece no desligamento das centrais térmicas e hídricas, pois o modelo considera que o desligamento é feito de acordo com as necessidades energéticas do sistema, podendo mesmo ser imediato, e não tem em conta o tempo real que as centrais térmicas e hídricas demoram a desligar.

Também não são considerados os diferentes tipos de aerogeradores no sistema electroprodutor nacional e diferentes impactos que os mesmos têm na rede, principalmente na Potência Aparente, mas também as diferentes curvas de potência. O mesmo acontece com a energia solar fotovoltaica.

As simulações foram efectuadas com dados baseados em médias nacionais, sendo assim, não têm em conta a localização geográfica referente a cada variável e os dados meteorológicos podem ser problemáticos quanto à localização, pois os mesmos valores médios para os dados podem resultar em produções reais muito distintas.

6.2. Melhorias / Desenvolvimentos Futuros

Apesar de o modelo usar na sua grande maioria dados relativos às médias nacionais, o facto de o modelo não incluir a rede eléctrica, linhas e transformadores, limita a interpretação dos resultados. É então importante criar uma rede eléctrica com base no modelo do presente trabalho, transformando os dados relativos às linhas equivalentes da rede eléctrica nacional para os dados de entrada do bloco do *Simulink*, “*Three-Phase PI Section Line*”, ou, criar um bloco que simule as linhas equivalentes para os dados pretendidos.

A introdução de dados dinâmicos relativos à energia hídrica permitirá uma melhor análise do armazenamento e a separação das centrais hídricas sem bombagem das centrais térmicas, permitindo uma gestão da energia mais próxima do pretendido, introduzindo a necessidade de descargas quando os

volumes das albufeiras assim o obrigarem e ao corte de produção hídrica (para as centrais sem bombagem) quando o caudal for diminuto a montante. Permitirá também a importante introdução das centrais a fio-de-água no modelo, visto que são centrais de injeção de energia prioritária, devido à sua natureza, e, ainda que não tenham uma grande capacidade de armazenamento, seria possível simular o armazenamento de pequenas quantidades de energia nas respectivas centrais, dependendo do caudal, de maneira a permitir o deslocando da sua produção para alturas do dia mais convenientes [54].

Tal como as centrais hídricas a fio-de-água, também a introdução das centrais de cogeração é importante devido à sua prioridade na injeção de energia no sistema electroprodutor.

O modelo de gestão do sistema energético poderá também ser melhorado com a introdução de dados com a previsão do mercado energético, permitindo assim a introdução das questões económicas na ordem de prioridades, e a origem das fontes da energia importada, pois essa informação, dependendo do tipo de política energética vigente, poderá alterar as importações de energia.

Para além da separação das hídricas sem bombagem das restantes centrais térmicas, a repartição dos centros electroprodutores térmicos, entre centrais térmicas a gás natural e centrais térmicas a carvão, permite fazer uma gestão da produção de energia mais aprimorada, conforme as directrizes vigentes, no que toca a preços da energia e a emissões de CO₂, conforme os tempos de resposta dos diferentes tipos de central. O gerador “*Reference*” poderia simular apenas as centrais térmicas de resposta rápida, ou seja, apoiar o sistema electroprodutor só nos picos da carga. Esta desagregação das centrais térmicas permitirá um maior controlo sobre cada tipo de gerador.

A limitação das interligações também poderá introduzir ao modelo a capacidade para análises interessantes, nomeadamente, a necessidade do corte da produção renovável ou a necessidade de recorrer às reservas de potência.

A separação da microprodução das centrais PV, agregando-a à carga, é também uma alteração que poderá introduzir resultados interessantes e que aproximaria o modelo à realidade. Tal como a separação do modelo em zonas (Norte, Centro e Sul).

7. Referências Bibliográficas

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change. “Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change”. Summary for Policymakers (SPM), pág. 9. Disponível: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_summary-for-policymakers.pdf. [Acedido: Janeiro de 2017].
- [2] Climate Action - European Commission. (2018). 2020 climate & energy package - Climate Action - European Commission. [online] Disponível: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en [Acedido: Janeiro de 2018].
- [3] Consilium.europa.eu. (2018). Acordo de Paris sobre as alterações climáticas - Consilium. [online] Disponível: <http://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/timeline/> [Acedido: Janeiro de 2018].
- [4] Masuta, T., Ito, S., Kobayashi, D.. (2017). Impact of generator failures on photovoltaic energy curtailment in power systems with large-scale integration of photovoltaic generation. *Industrial and Information*, pág. 1–6. Retirado de: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8300334/>
- [5] International Energy Agency, IEA. (2014). The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. [Online] Disponível: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/the-power-of-transformation---wind-sun-and-the-economics-of-flexible-power-systems.html> [Acedido: Janeiro de 2017]
- [6] Edpdistribuicao.pt. (2018). Regime Especial. [online] Disponível: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtores/legislacao/ProducaoRegimeEspecial/Pages/RegimeEspecial.aspx> [Acedido: Abril de 2018].
- [7] Morthorst, P. E., Ray, S., Munksgaard, J., & Sinner, A.-F. (2010). Wind Energy and Electricity Prices: Exploring the “merit order effect.” *Wind Energy Association*, pág. 24.
- [8] Associação de Energias Renováveis, APREN. (2017). O Impacto da Electricidade Renovável no Mercado Grossista. *Electricidade renovável inovação e tendências - Conferência APREN 2017*.
- [9] Conselho de Reguladores do MIBEL. (2012). Integração Da Produção Em Regime Especial No Mibel E Na Operação Dos Respetivos Sistemas Eléctricos, 65. Retirado de: http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/Mibel_PRE_PT.pdf
- [10] Comisión Nacional de Energía, & Entidade Reguladora do Sector Eléctrico. (2002). Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade. Retirado de: http://www.mibel.com/uploads/documentos/documentos_2002_Modelo_MIBEL_36cdb686.pdf
- [11] REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (2018). SIMEE - Estrutura do Mercado. [online] Disponível: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/Paginas/default.aspx> [Acedido: Abril de 2018].

- [12] REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (2016). Rede Nacional de Transporte de Electricidade. Rede de Muito Alta Tensão. [Online] Disponível: [https://www.ren.pt/files/2016-04/2016-04-05162252_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33\\$\\$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f\\$\\$54dd00f8-4b0c-4196-996a-baef3f764b14\\$\\$storage_image\\$\\$pt\\$\\$1.jpg](https://www.ren.pt/files/2016-04/2016-04-05162252_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33$$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$$54dd00f8-4b0c-4196-996a-baef3f764b14$$storage_image$$pt$$1.jpg) [Acedido: Fevereiro de 2017]
- [13] Internacional Energy Agency, IEA (2017). Balanço Energético Português [Online] Disponível: <https://www.iea.org/Sankey/#?c=Portugal&s=Balance> [Acedido: Fevereiro de 2017]
- [14] União Europeia. (2018). Energia - União Europeia - European Commission. [online] Disponível: https://europa.eu/european-union/topics/energy_pt [Acedido: Fevereiro de 2017]
- [15] Internacional Energy Agency, IEA (2017). Balanço Energético Dinamarquês. [Online] Disponível: <https://www.iea.org/Sankey/#?c=Denmark&s=Balance> [Acedido: Fevereiro de 2017]
- [16] Centeno Brito, M., Lobato, K., Nunes, P. and Serra, F. (2014). Sustainable energy systems in an imaginary island. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, pág. 229-242.
- [17] Lund, H. and Mathiesen, B. (2009). Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050. *Energy*, 34(5), pág. 524-531.
- [18] Battistelli, C., Baringo, L. and Conejo, A. (2012). Optimal energy management of small electric energy systems including V2G facilities and renewable energy sources. *Electric Power Systems Research*, 92, pág. 50-59.
- [19] Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), pág. 1059–1082. Retirado de: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026>
- [20] Schaber, K., Steinke, F., & Hamacher, T. (2012). Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where? *Energy Policy*, 43, pág. 123–135. Retirado de: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.040>
- [21] Lund, H., & Kempton, W. (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy*, 36(9), pág. 3578–3587. Retirado de: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.007>
- [22] Pedro Nunes, Tiago Farias, Miguel C. Brito (2015). “Day charging electric vehicles with excess solar electricity for a sustainable energy system”, *Energy*, 80, pág. 263–274. doi:10.1016/j.energy.2014.11.069
- [23] Nunes, P., Farias, T. and Brito, M. (2015). Enabling solar electricity with electric vehicles smart charging. *Energy*, 87, pág. 10-20.
- [24] Yu, F. R., Zhang, P., Xiao, W., & Choudhury, P. (2011). Communication systems for grid integration of renewable energy resources. *Communication Infrastructures for Smart Grid*, 25(5), pág. 22–29. Retirado de: <https://doi.org/10.1109/MNET.2011.6033032>

- [25] Hiari, O. (2018). Hardware Implementation of Space Modulation Techniques Using Simulink RF Blockset. 2018 IEEE. School of Electrical Engineering and Information Technology, Ammam Jordan.
- [26] Argyrou, M. C., & Christodoulides, P. (2018). MPPT techniques using MATLAB / Simulink. 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), pág. 1–6.
- [27] Smith, K., Rubin, D. and Turner, M. (2018). Modelling dynamic response of physical systems in Simulink. 2018 3rd Biennial South African Biomedical Engineering Conference (SAIBMEC).
- [28] Bussar, C., Stöcker, P., Cai, Z., Moraes, L., Magnor, D., Wiernes, P., ... Sauer, D. U. (2016). Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050-Sensitivity study. *Journal of Energy Storage*, 6, pág. 1–10. Retirado de: <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.02.004>
- [29] Dudgeon, G., Principal Industry Manager na MathWorks®, e Brunelle, P. IREQ na Hydro-Quebec. (2018). Performing Power System Studies - Video. [online] Disponível: <https://www.mathworks.com/videos/performing-power-system-studies-101770.html> [Acedido: Março de 2016]
- [30] Mathworks.com. (2018). Introducing the Phasor Simulation Method - MATLAB & Simulink. [online] Disponível: <https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ug/introducing-the-phasor-simulation-method.html#f10-47732> [Acedido: Junho de 2018].
- [31] Mathworks.com. (2018). Selecting SimPowerSystems Simulation Mode - Video. [online] Disponível: <https://www.mathworks.com/videos/selecting-simpowersystems-simulation-mode-93393.html> [Acedido Junho de 2018].
- [32] Liu, X., Zhuo, F., Chen, Y., & Xiong, L. (2015). Development of fast simulation models for photovoltaic generation system based on Simulink. 2015 European Conference On Circuit Theory & Design (ECCTD), pág. 3265–3270. Retirado de: doi:10.1109/ECCE.2015.7310119
- [33] Molina, M. G., Sanchez, A. G., & Rizzato Lede, A. M. (2011). Dynamic modeling of wind farms with variable-speed direct-driven PMSG wind turbines. 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA 2010, pág. 816–823. Retirado de: <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2010.5762979>
- [34] Teixeira, L., Zhang, Y. and Kang, Y. (2011). Simulation of Power System in Cape Verde with Simulink; Considering Wind Farm. 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference.
- [35] Bessonov, L. (1977). *Electricidade Aplicada para Engenheiros*. 2ª ed. Porto: Editora Lopes da Silva, Capítulo VII: Circuitos Trifásicos.
- [36] Malheiro, A., Castro, P. M., Lima, R. M., & Estanqueiro, A. (2015). Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems. *Renewable Energy*, 83, pág. 646–657. Retirado de: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.066>
- [37] Burton, T. (2011). *Wind energy handbook*. 2nd ed. Chichester, West Sussex: Wiley, 2º Capítulo.

- [38] Ray, M. L., Rogers, A. L., & McGowan, J. G. (2006). Analysis of Wind Shear Models and Trends in Different Terrains. AWEA Wind Power 2005 Conference, (June 2006), pág. 4–7. Retirado de:
https://www.researchgate.net/publication/251965566_Analysis_of_wind_shear_models_and_trends_in_different_terrain
- [39] Direcção-Geral de Energia e Geologia (2017). estatísticas rápidas - nº 154 - agosto de 2017
- [40] E2p.inegi.up.pt. (2018). e2p - endogenous energies of Portugal. [online] Disponível: <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp> [Acedido: Novembro de 2017].
- [41] GmbH, c. (2018). E-82. [online] Enercon.de. Disponível: <https://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-82/> [Acedido: Outubro de 2017].
- [42] MyCurveFit. (2018). Online curve-fitting at mycurvefit.com. [online] Disponível: <https://mycurvefit.com/> [Acedido: Outubro de 2017].
- [43] REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (2018). REN - O Setor Elétrico. [online] Disponível: https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/electricidade/o_setor_eletrico/#4 [Acedido Março de 2018].
- [44] REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (2017). Caracterização da RNT para efeitos de acesso à rede, Situação a 31 de Dezembro de 2016. Retirado de:
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/CaracterizaodaRNT2015.pdf>
- [45] Erse.pt. (2018). Portal ERSE -Glossário. [online] Disponível: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=b51060cf-c9fe-42b2-8272-5ad8e7fe08d9> [Acedido: Maio de 2018].
- [46] Eia.gov. (2012). [online] Disponível: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=6510> [Acedido: Maio 2018].
- [47] Pontes, H., & Martins, M. (2006). SISTEMA DE PRODUÇÃO DA REDE TESTE IEEE-RTS.
- [48] Centro de Informação REN. (2016). [online] Disponível: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt> [Acedido: Dezembro de 2016].
- [49] Newbery, D. (2018). Shifting demand and supply over time and space to manage intermittent generation: The economics of electrical storage. Energy Policy, 113, pág. 711-720. Retirado de: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.044>
- [50] Ap2h2.pt. (2018). AP2H2 - Sobre o Hidrogénio. [online] Disponível: <http://www.ap2h2.pt/sobre-h2.php> [Acesso: Julho de 2018].
- [51] International Energy Agency, IEA. (2018). Photovoltaic Power Systems Programme, PVPS. “National Survey Report of Photovoltaic Applications in Portugal, 2017”.

- [52] IRENA (2018). Data and Statistics - IRENA REsource. [online] Disponível: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3&subTopic=31> [Acedido: Julho de 2018].
- [53] Deloitte, & APREN. (2014). Impacto macroeconómico do sector da eletricidade renovável em Portugal
- [54] Jidin, R. and Othman, A. (2017). A Computed River Flow-Based Turbine Controller on a Programmable Logic Controller for Run-Off River Hydroelectric Systems. *Energies*, 10(11), pág.1717.

Anexos

Anexo A: Modelo Físico e Modelo Numérico (Conversor DC/AC trifásico)

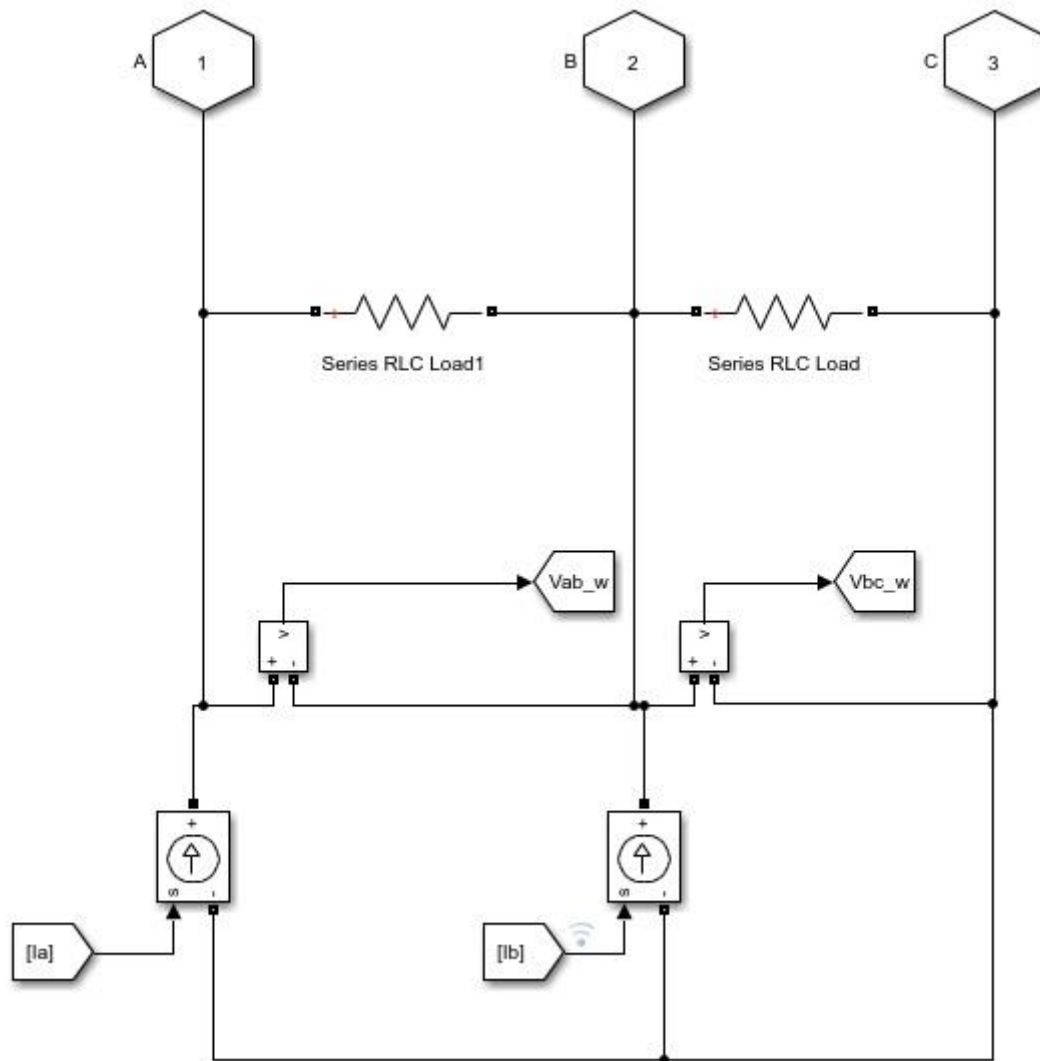


Figura A.1. Conversor DC para AC trifásico – Modelo “físico”: Circuito correspondente ao conversor DC para AC trifásico. As correntes injectadas nos geradores de corrente, são definidas no modelo numérico do conversor. O modelo “físico” devolve ao modelo numérico as tensões entre a fase A e B e a fase B e C.

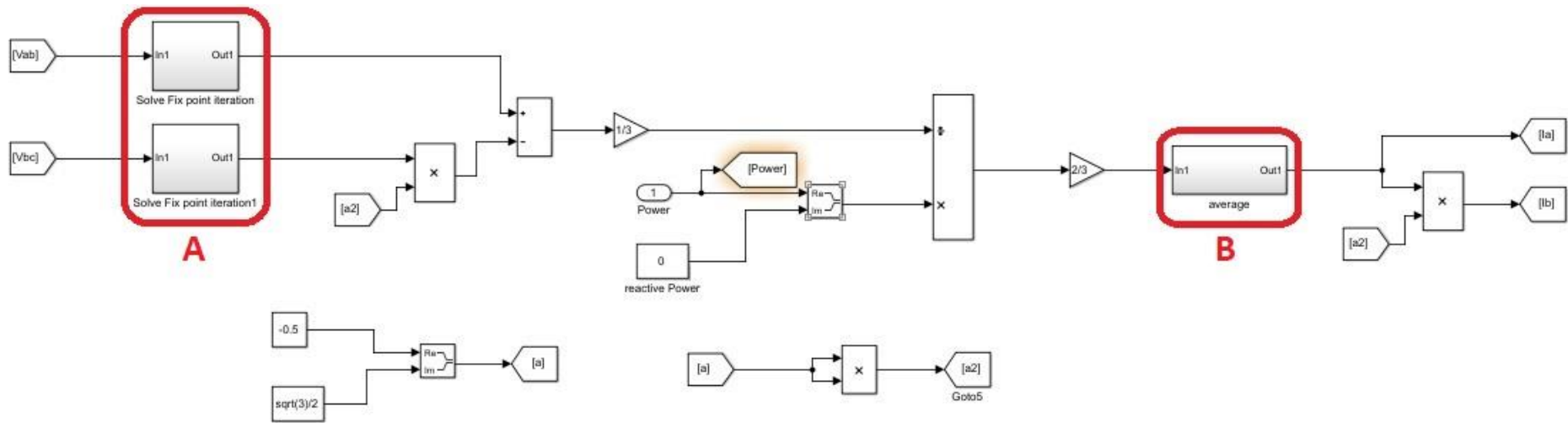


Figura A.2. Conversor DC para AC trifásico – Modelo numérico: Circuito correspondente ao cálculo das correntes I_a e I_b injectadas no modelo “físico” a partir das tensões entre a fase A e B e a fase B e C, devolvidas pelo mesmo.

Anexo B: Modelo Simplificado da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor

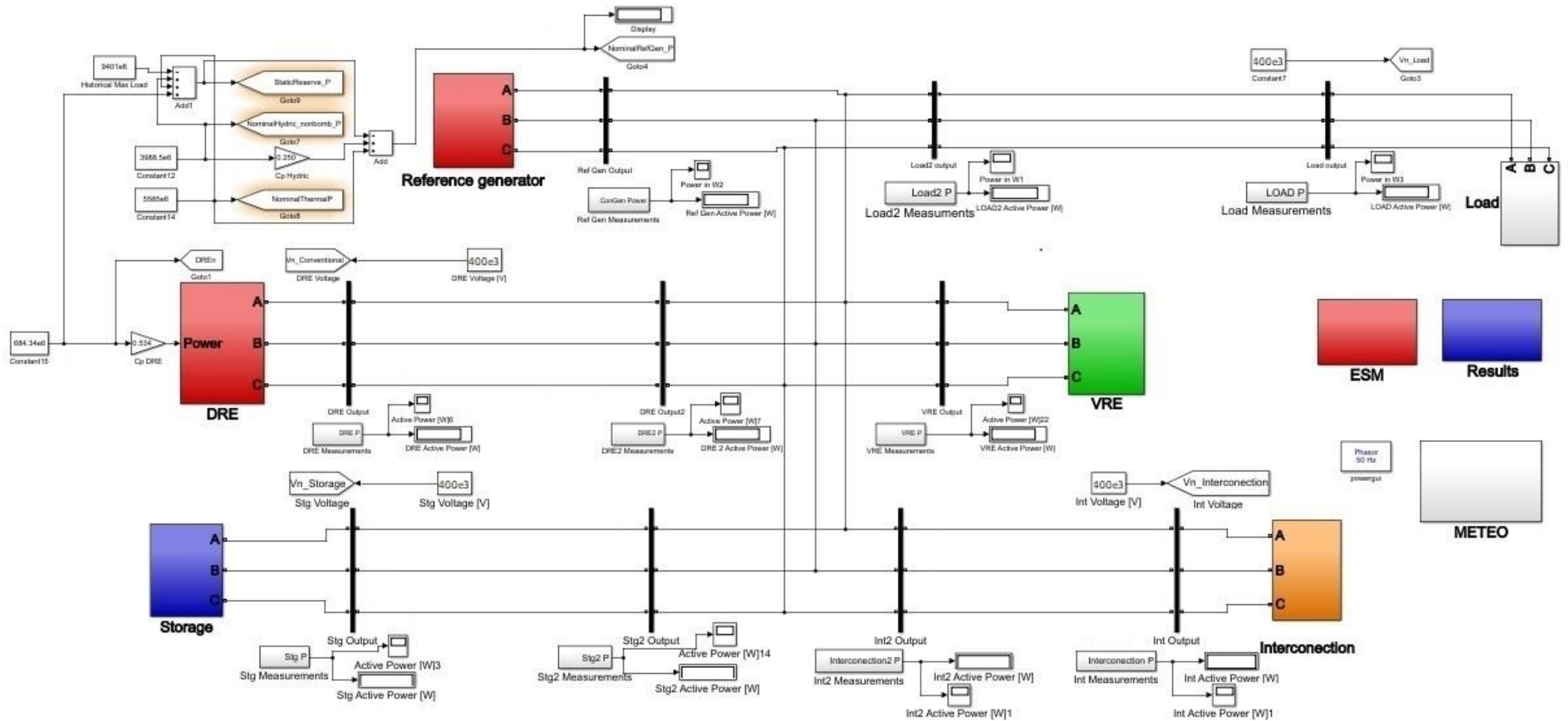


Figura A.3. Modelo simplificado da integração de energias renováveis num sistema electroprodutor: Modelo completo com os seus blocos produtores (“Reference”, “DRE” e “VRE”), bloco de armazenamento, “Storage”, bloco de interligações, “Interconection”, bloco da carga, “Load”, bloco de gestão do sistema energético, “ESM”, bloco dos resultados, “Results” e bloco “powergui”.

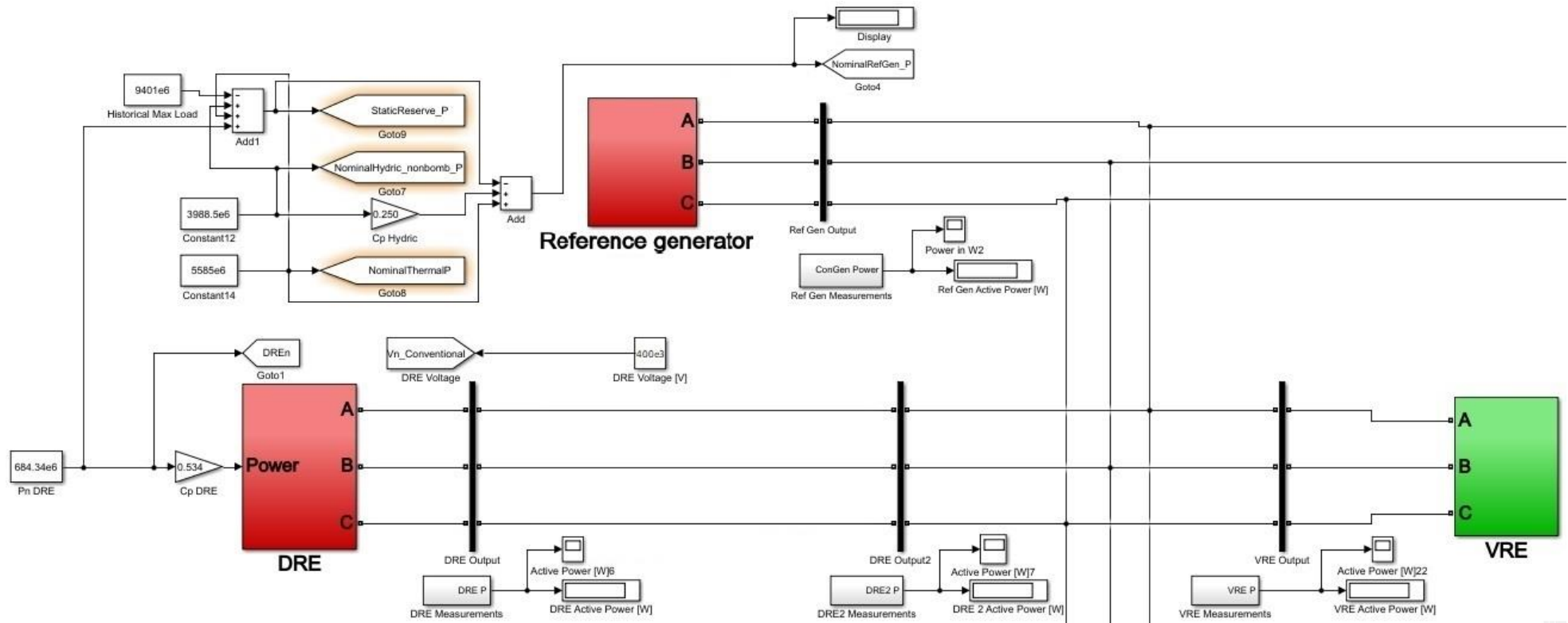


Figura A.4. Blocos produtores (“Reference”, “DRE” e “VRE”): Blocos relativos à produção de energia eléctrica, com as suas respectivas ligações ao sistema energético. O bloco “VRE” contém os blocos correspondentes ao PV e Wind com as suas respectivas ligações.

Anexo C: Gráficos Testes ao modelo

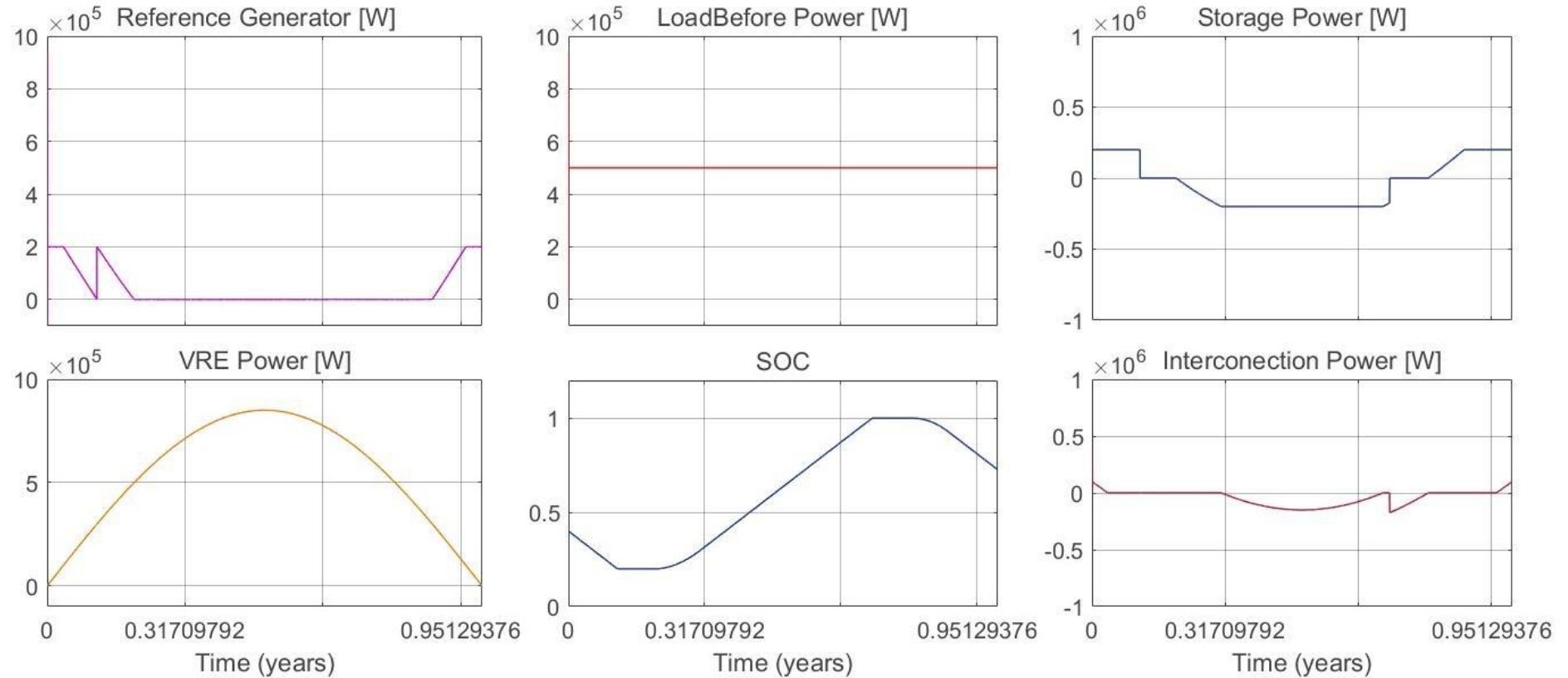


Gráfico A.1. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético: Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação do modelo de gestão do sistema energético na sua forma mais simples. O input da potência do gerador “PV” é variável ao longo do ano, formando uma sinusoide de frequência π rad/ano e o input da carga é uma potência constante. Os restantes valores do gráfico, são as respostas dos respectivos blocos de acordo com a ordem de prioridades definida no modelo de gestão do sistema energético.

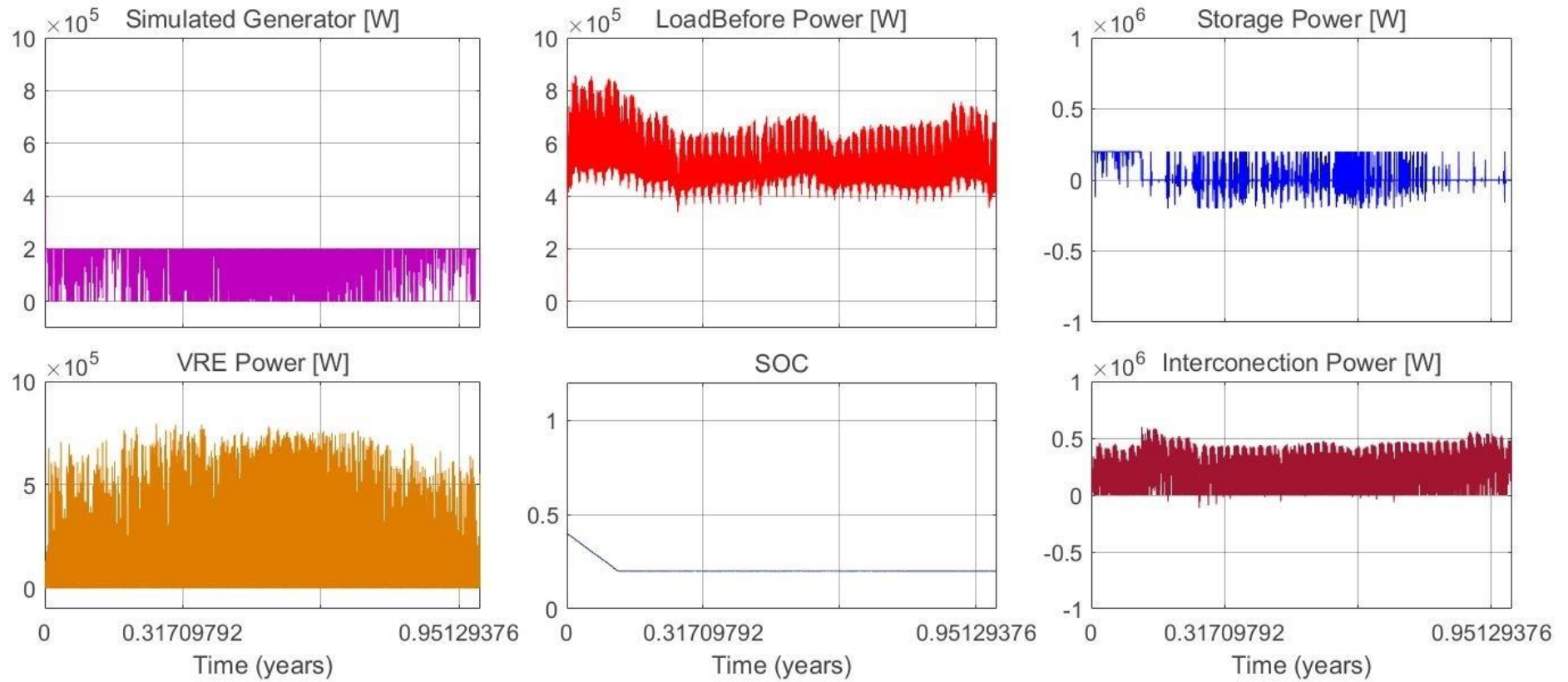


Gráfico A.2. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético (dados variáveis): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação do modelo de gestão do sistema energético com dados variáveis. O gerador “PV” inclui o input da radiação e a carga tem como input os dados multiplicados por 10^{-4} (tanto os dados meteorológicos como os dados da carga, são os valores para o caso português). Os restantes valores do gráfico, são as respostas dos respectivos blocos de acordo com a ordem de prioridades definida no modelo de gestão do sistema energético.

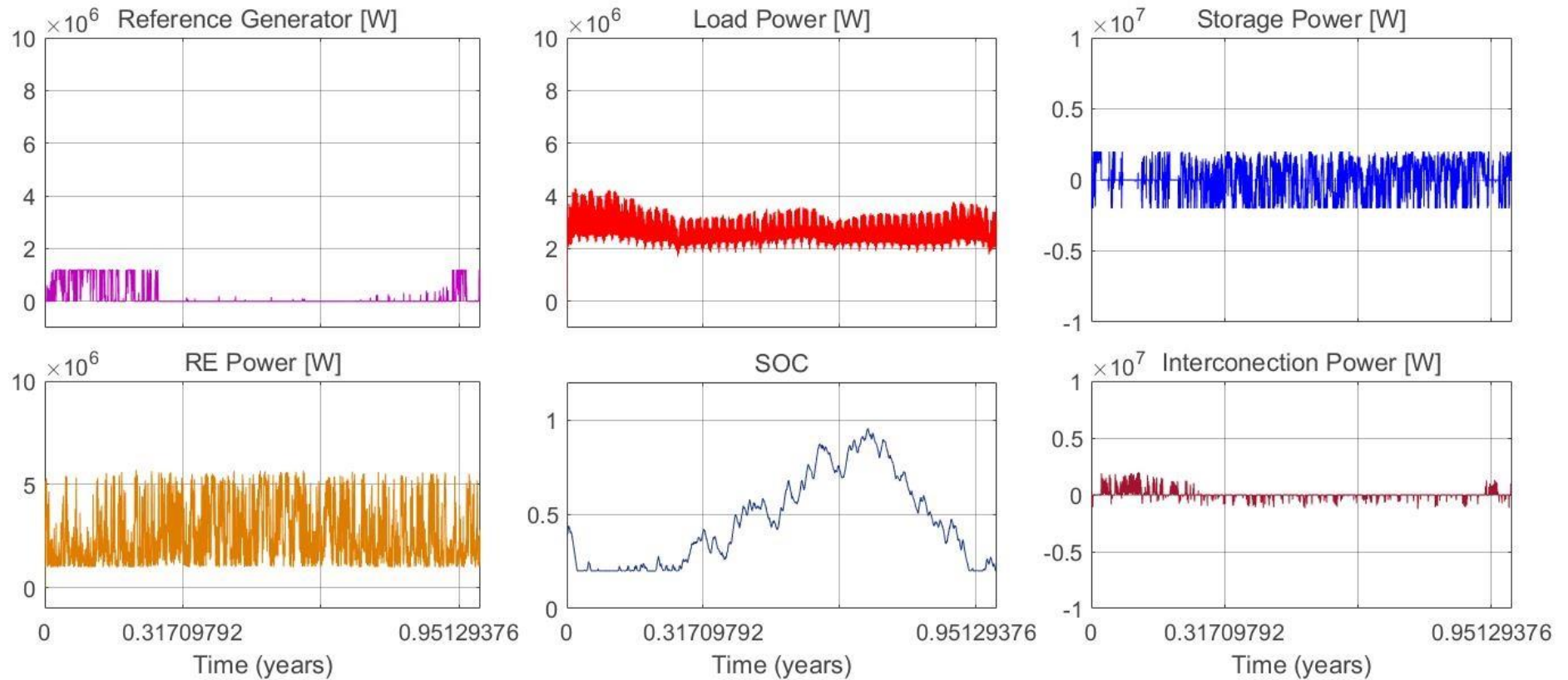


Gráfico A.3. Resultados da simulação do modelo de gestão do sistema energético com a integração do gerador "Reference" (dados variáveis): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação da integração do gerador "Reference" no modelo de gestão do sistema energético com dados variáveis. O gerador "PV" e o gerador "WIND" inclui o input dos dados meteorológicos e a carga tem como input os dados multiplicados por 0.5×10^{-3} (tanto os dados meteorológicos como os dados da carga, são os valores para o caso português). Os restantes valores do gráfico, são as respostas dos respectivos blocos de acordo com a ordem de prioridades definida no modelo de gestão do sistema energético.

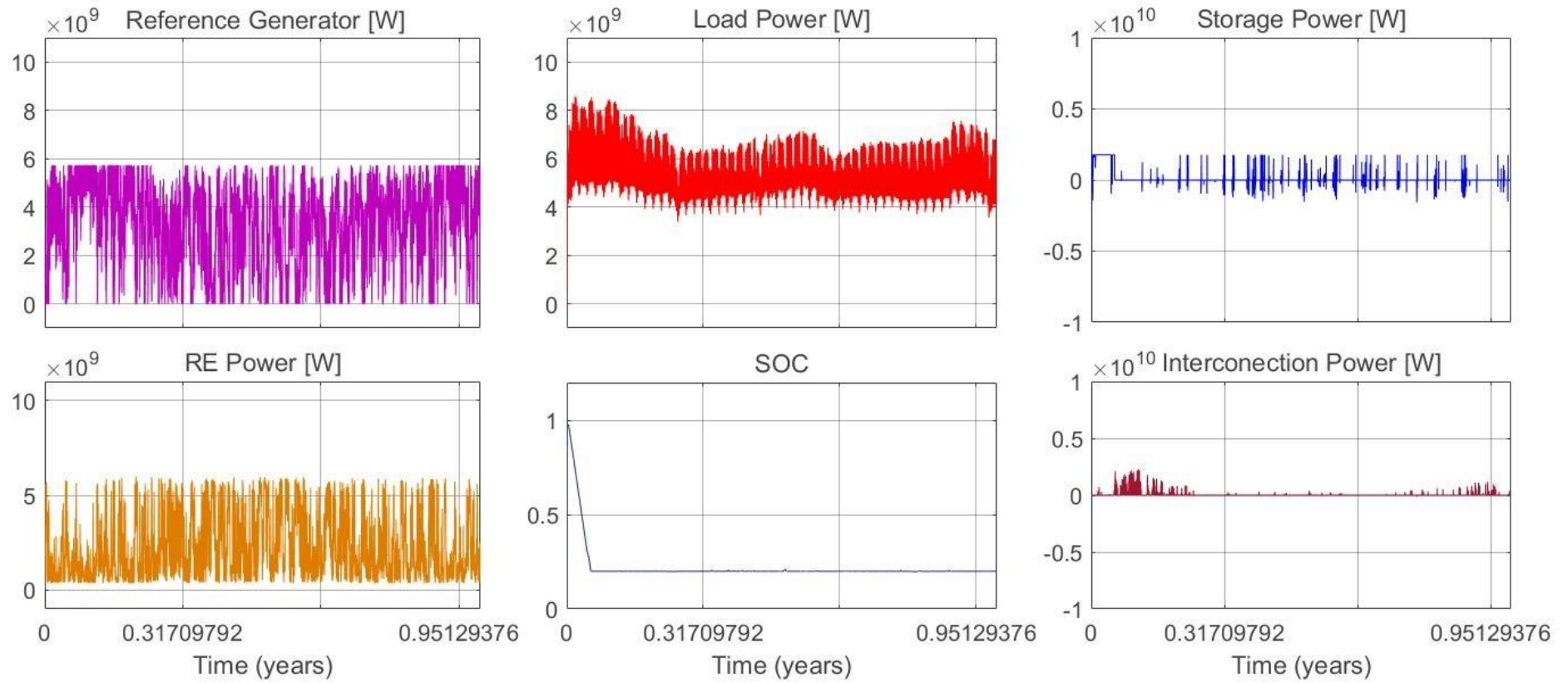


Gráfico A.4. Resultados da simulação do modelo para os dados nacionais: Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação para os dados nacionais.

Anexo D: Gráficos Simulações com o modelo

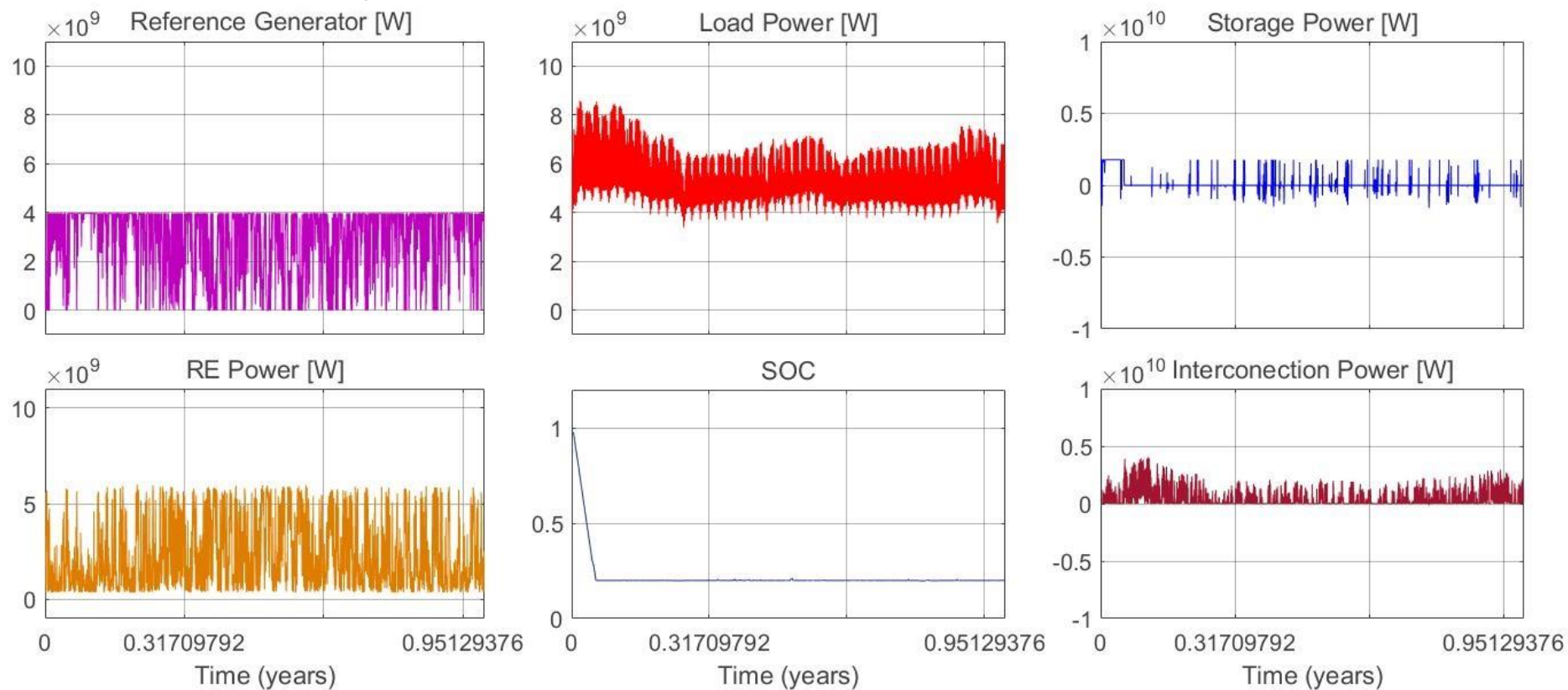


Gráfico A.5. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão: Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação para os dados em Portugal excluindo as centrais termoléctricas a Carvão.

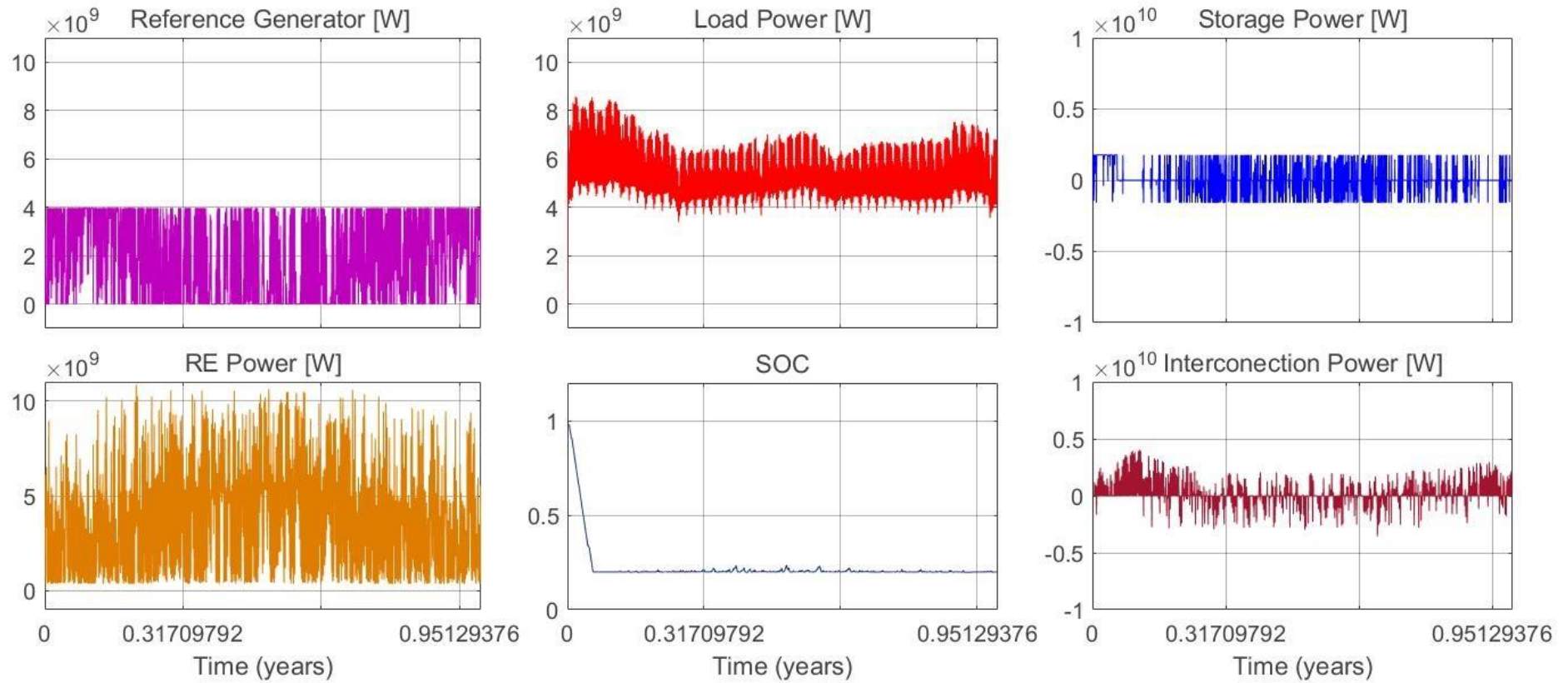


Gráfico A.6. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão (PV): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação para os dados em Portugal excluindo as centrais termóelétricas a Carvão por potência PV.

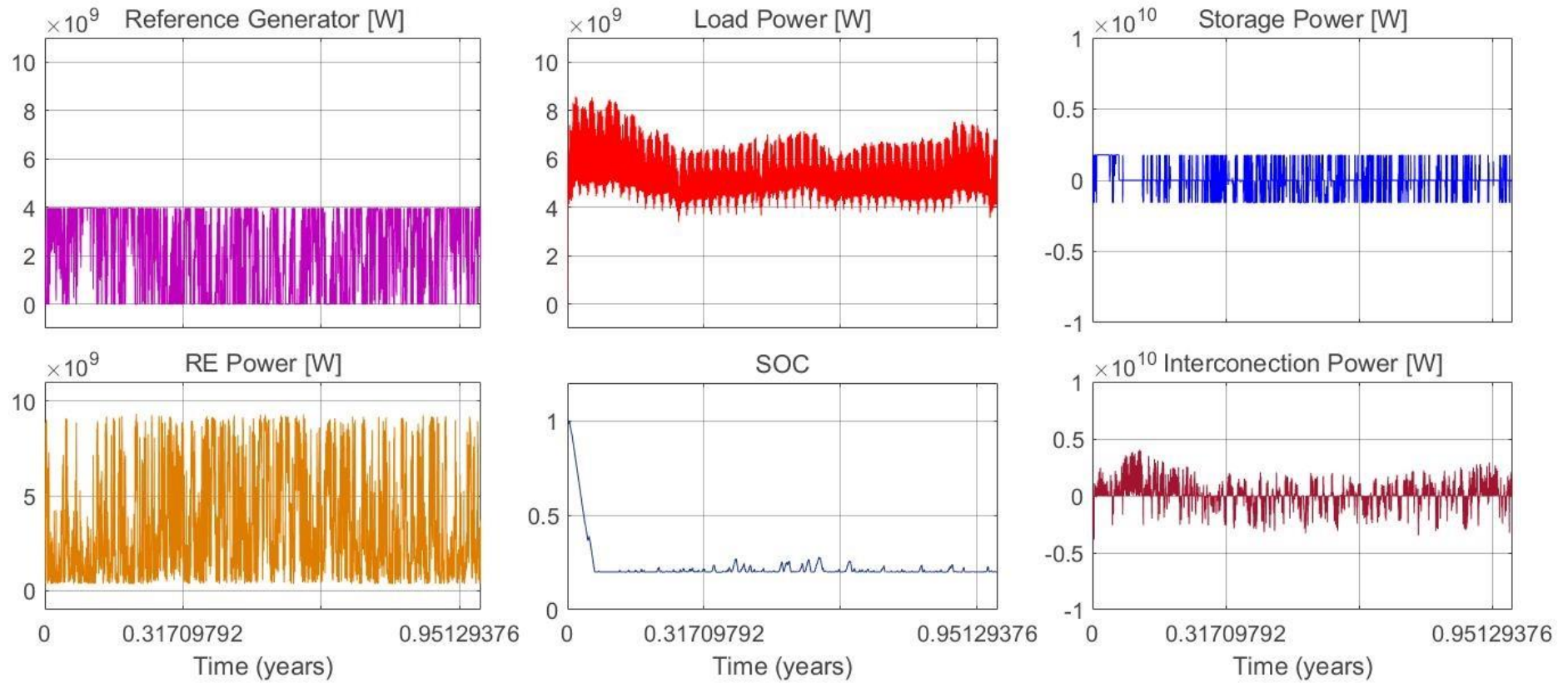


Gráfico A.7. Resultados da simulação do modelo completo para os dados nacionais sem centrais a Carvão (Wind): Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação para os dados em Portugal excluindo as centrais termóelétricas a Carvão por potência Wind.

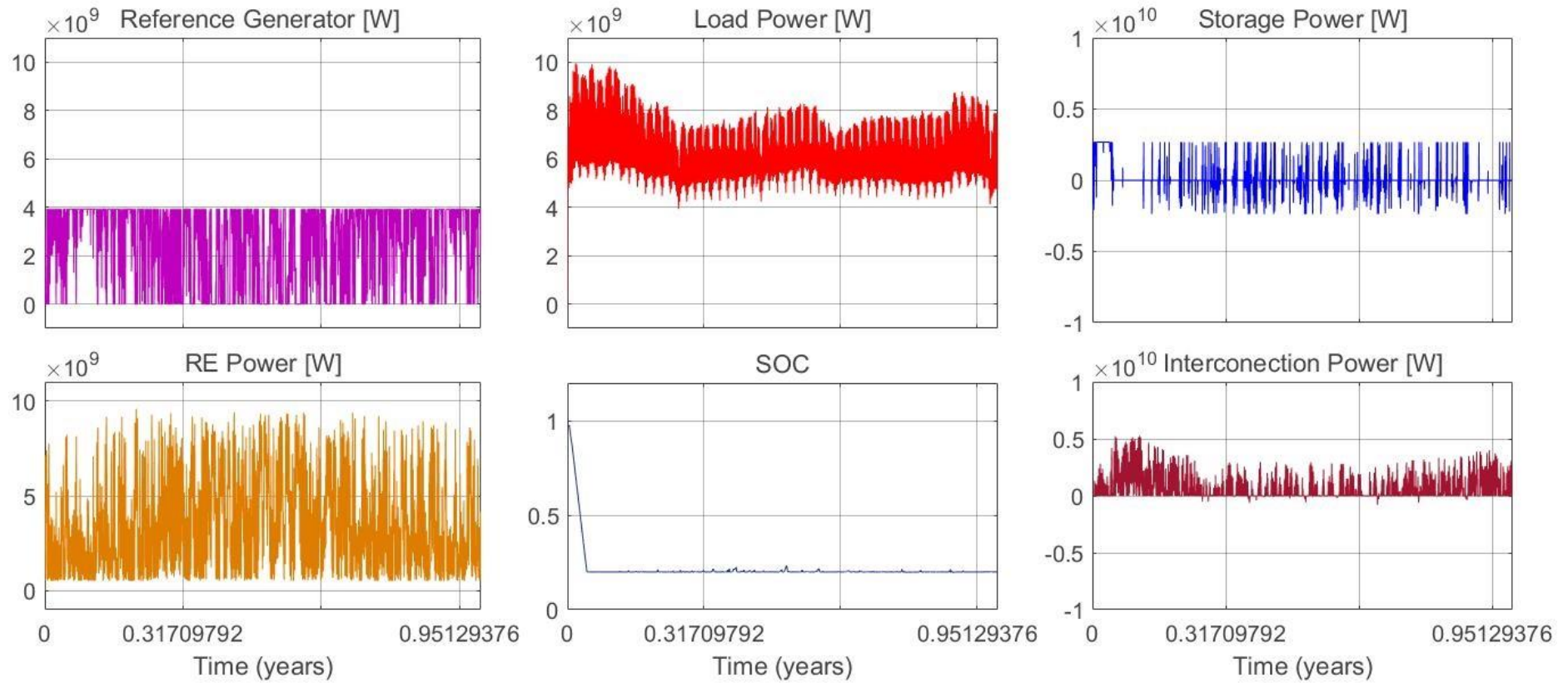


Gráfico A.8. Resultados da simulação do modelo completo para as previsões da Delloite e da APREN: Gráficos dos resultados, ao longo do ano, da simulação com base em alguns dos dados previstos pela Delloite, em parceria com a APREN, para as potências nominais das energias renováveis em Portugal para 2030.

Anexo E: Bloco “powergui” e importação de dados

O modelo é constituído também pelo bloco “*powergui*” (ver Figura 3.6) que é fundamental para simulações que usem no seu ambiente blocos pertencentes à pasta da Biblioteca: “*Simscape*”/”*Power Systems*”/”*Specialized Technology*”. É através do bloco “*powergui*” que se determina o tipo de simulação que se realizará. No caso do presente estudo, a simulação é do tipo “*phasors*” e no bloco define-se também qual é a frequência da simulação (50 Hz). A simulação do tipo “*phasor*” permite que o modelo seja bastante rápido na sua resolução. As restantes hipóteses “*continuous*” e “*discrete*” não são compatíveis com o conversor DC/AC trifásico.

A importação de dados é feita através do código apresentado no Anexo B e está presente nas propriedades do modelo: “*Model Properties*” / ”*Callbacks*” / ”*InitFcn*”*. Depois de feita a importação dos dados do documento *excel* necessários ao funcionamento do modelo, são lidos e atribuídos os valores dos vectores correspondentes aos inputs do modelo no bloco “METEO”, presente na Figura 3.6. O código de leitura de dados é o seguinte:

```
clear all
```

```
% Import the data from Excel for a lookup table  
data = xlsread('C:\Users\Tiago Chaves\tese\Dados_iniciais','Folha1')
```

```
% Read time [s],  
T = data(1:end,1);  
% Read Temperature_ambient [°C]  
Tamb = data(1:end,2);
```

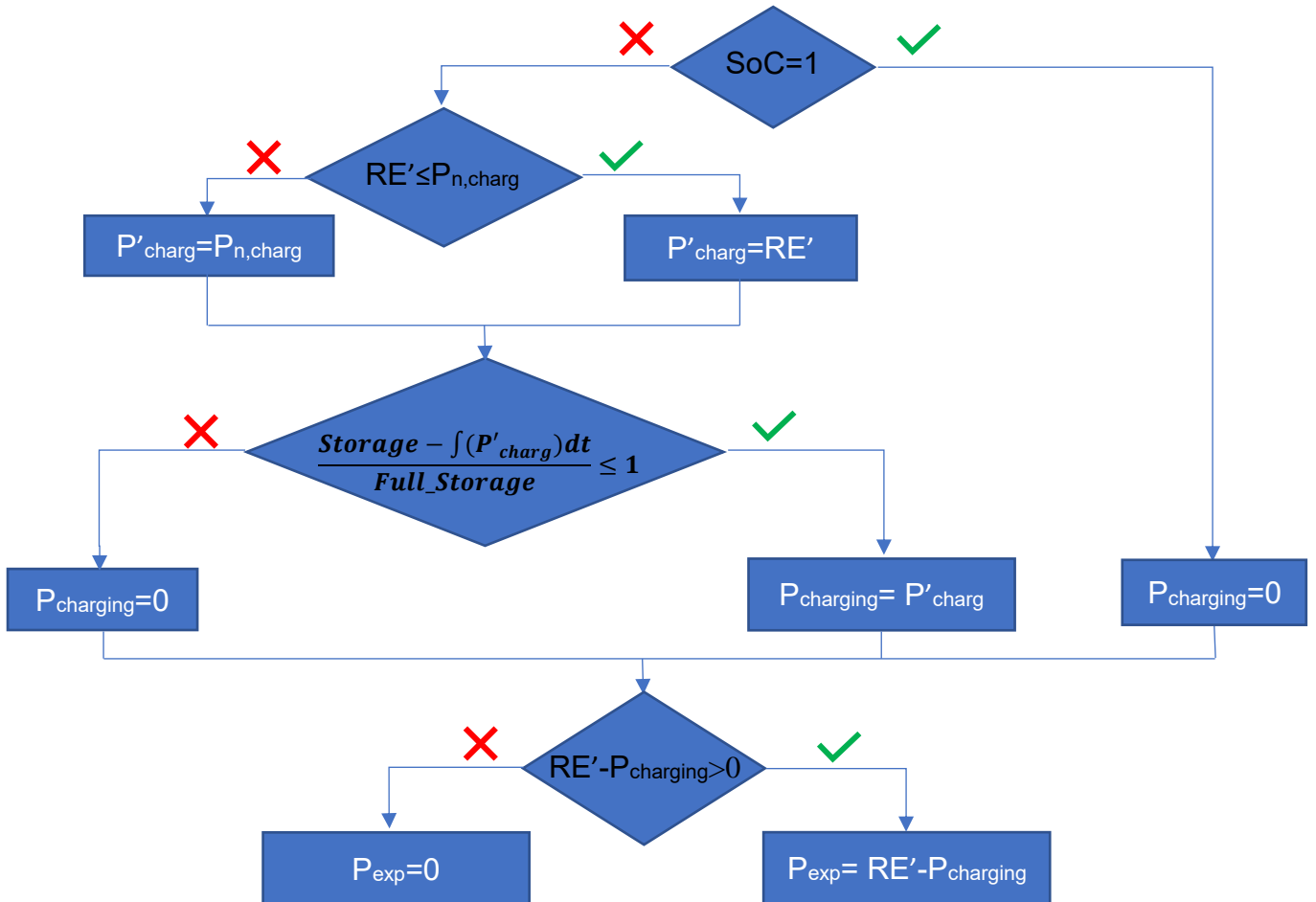
```
% Read Irradiance [W/m^2];  
G = data(1:end,3);
```

```
% Read Wind Velocity [m/s]  
U = data (1:end,4);
```

```
% Read Load Profile [W]  
L = data (1:end,5);
```

Anexo F: Esquema da Gestão do Sistema Energético

Cenário A



Cenário B

