



João Pedro Vicente Silva Dias Costa
Licenciado em Engenharia Eletrotécnica

Modelação e Simulação de um Sistema Eó- lico de Eixo Vertical

MESTRADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
Universidade NOVA de Lisboa
Março, 2023

Modelação e Simulação de um Sistema Eólico de Eixo Vertical

João Pedro Vicente Silva Dias Costa

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica

Orientador: Luís Filipe Figueira de Brito Palma,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Coorientador: João Miguel Murta Pina,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Modelação e Simulação de um Sistema Eólico de Eixo Vertical

Copyright © João Pedro Vicente Silva Dias Costa, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

RESUMO

Atualmente, a nível mundial, existe um grande esforço e preocupação geral na redução de gases de efeito de estufa. Neste contexto, prevê-se um aumento significativo da tecnologia eólica, acoplado à promoção da descentralização do setor energético. Com isto, surge uma procura por métodos preditivos de produção de energia elétrica, juntamente com novas tecnologias de produção elétrica. Neste sentido, a dissertação propõe uma modelação de uma turbina eólica de eixo vertical.

A realização da modelação efetuada na dissertação foi elaborada em software Octave, para representação do comportamento da turbina e previsão de potência gerada. O sistema é constituído por uma microturbina Savonius acoplada a um gerador de corrente contínua.

Com base nos resultados obtidos demonstrou-se o funcionamento em condições nominais, a curva de potência e o funcionamento em condições semelhantes às reais. Obtiveram-se resultados satisfatórios realçando o potencial deste tipo de turbinas, bem como a sua possibilidade de inclusão em meio urbano. Dos resultados obtidos destaca-se a curva de potência obtida, que permite observar as 4 regiões de funcionamento da turbina, e os valores de potência nas simulações de vento de agosto e novembro, que demonstraram boa capacidade de produção para velocidades de ventos variando entre os 2,2 m/s e os 11,1 m/s.

Palavras chave: Aerogerador, Microturbina, Eixo vertical, Vento, Savonius, Modelação, Simulação, gerador cc.

ABSTRACT

Currently, at world level, there is a great effort and general concern in the reduction of greenhouse gases. In this context, a significant increase in wind technology is expected, coupled with the promotion of decentralization of the energy sector. With this, a demand for predictive methods of electric energy production arises, together with new technologies of electric production. In this sense, the dissertation proposes a modeling of a vertical axis wind turbine.

The modelling carried out in the dissertation was elaborated in Octave software, for the representation of the turbine behaviour and prediction of the generated power. The system consists of a Savonius microturbine coupled to a direct current generator.

Based on the results obtained, the operation under nominal conditions, the power curve and the operation under conditions similar to real conditions were demonstrated. Satisfactory results were obtained, highlighting the potential of this type of turbine, as well as its possibility of inclusion in urban environments. From the results obtained, we highlight the power curve obtained, which allows the observation of the four operating regions of the turbine, and the power values in wind simulations in August and November, which showed good production capacity for wind speeds ranging between 2.2 m/s and 11.1 m/s.

Keywords: Wind turbine, Microturbine, Vertical axis, Wind, Savonius, Modelling, Simulation, DC generator.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Enquadramento e Motivação	1
1.2	Objetivos e Contribuições.....	4
1.3	Estrutura da Dissertação.....	5
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
2.1	Introdução Histórica.....	7
2.2	Tipos de Turbinas Eólicas.....	11
2.3	Tipos de Geradores para Turbinas Eólicas.....	16
2.4	Funcionamento de uma TEEV.....	16
2.4.1	Curva de Potência e Regiões de Operação.....	16
2.4.2	Energia, Potência e Binário.....	17
2.4.3	Relação de Velocidade de Ponta das Pás e Coeficiente de Potência.....	20
2.4.4	Gerador CC.....	22
2.5	Trabalhos Relacionados.....	24
3	METODOLOGIA.....	27
3.1	Arquitetura de Alto Nível do Sistema.....	27
3.2	Modelo de Vento	29
3.3	Modelo Aerodinâmico da Microturbina.....	30

3.3.1	Especificações da Microturbina	30
3.3.2	Rendimento Aerodinâmico	31
3.3.3	Potência e Binário Mecânico	34
3.4	Modelo do Gerador Elétrico	35
3.4.1	Medição e Estimação de Parâmetros do Gerador	35
3.4.2	Tensão e Potência Elétrica	37
3.4.3	Atualização da Corrente e Velocidade de Rotação do Rotor	40
4	RESULTADOS DE SIMULAÇÕES.....	43
4.1	Modelo de Vento	43
4.2	Modelo Aerodinâmico	47
4.2.1	Curva de Coeficiente de Potência.....	47
4.3	Modelo do Gerador Elétrico	49
4.3.1	Medição e estimação de parâmetros do gerador	49
4.4	Simulações do Sistema Global	53
5	CONCLUSÕES.....	77
5.1	Conclusões.....	77
5.2	Sugestões de Trabalhos Futuros	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Sistan windmill; fonte: (Allamehzadeh, 2016).....	8
Figura 2: Moinho de vento de eixo horizontal e turbina Charles Brush; Fonte: (Kaldellis & Zafirakis, 2011).....	8
Figura 3: Geração de eletricidade, no mundo, 1990-2019; Fonte: International Energy Agency.	9
Figura 4: Geração de eletricidade, em Portugal, 1990-2019; Fonte: International Energy Agency.	10
Figura 5: Potência eólica instalada em Portugal, 2000-2022. Fonte: APREN- Associação Portuguesa de Energias Renováveis.....	10
Figura 6: a) TEEH; b) TEEV; Fonte: (Murad, Kamarudin, Rozali, & Shaharudin, 2017).....	11
Figura 7: Turbinas upwind e downwind; Fonte: https://fabricioengmec.blogspot.com/2017/ . 12	
Figura 8: Curva de Potência e regiões de operação de uma turbina eólica, fonte: (Briesch, 2016).	17
Figura 9: Comparação curva de C_p em várias turbinas.....	21
Figura 10: Circuito equivalente gerador cc de excitação independente.	22
Figura 11: Arquitetura de alto nível do sistema.....	28
Figura 12: Arquitetura de alto nível do modelo de vento.....	30
Figura 13: Microturbina eólica Savonius.....	31
Figura 14: Comparação entre as curvas de C_p de (Heier, 1998) e (Slootweg, Polinder, & Kling, 2003) com a curva esperada para uma tuurbina Savonius.....	32
Figura 15: Arquitetura de alto nível do modelo de rendimento aerodinâmico.....	33
Figura 16: Arquitetura de alto nível do modelo de potência e binário mecânico.....	35
Figura 17: Chapa de características do gerador cc.....	35
Figura 18: Esquema de montagem do gerador.....	36

Figura 19: Arquitetura de alto nível do modelo de tensão e potência elétrica.....	38
Figura 20: Termoacumulador com suas características específicas.....	39
Figura 21: Circuito equivalente gerador cc.....	40
Figura 22: Arquitetura de alto nível do modelo de atualização da corrente e velocidade de rotação do rotor.....	42
Figura 23: Velocidade de vento praticamente constante, vento medio 13 m/s.....	44
Figura 24: Velocidade do vento crescente até aos 27 m/s de vento médio.....	45
Figura 25: Velocidade de vento varável, simulação com velocidade média de vento compreendendo 4 dias diferentes.....	46
Figura 26: Curva de C_p	48
Figura 27: Curva de magnetização do gerador cc.	51
Figura 28: Curva de magnetização (parte linear) gerador cc.....	51
Figura 29: Potência e binário mecânico gerado pela microturbina, 13 m/s.	54
Figura 30: Velocidade e potência disponível do vento, 13 m/s.....	54
Figura 31: Potência entregue à carga e velocidade de rotação do gerador, 13 m/s.....	55
Figura 32: Tensão e corrente entregue à carga, 13 m/s.	55
Figura 33: Velocidade e potência disponível de vento para vento crescente, [2 ; 27] m/s.	58
Figura 34: Potência e binário gerados pela microturbina, velocidade de vento [2 ; 27] m/s....	59
Figura 35: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, vento crescente.....	59
Figura 36: Tensão e corrente entregue à carga. vento crescente.	59
Figura 37: Velocidade e potência disponível de vento, janeiro.	62
Figura 38: : Tensão e corrente entregue à carga, janeiro.....	63
Figura 39: Potência e binário gerados pela microturbina, janeiro.....	63
Figura 40: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, janeiro.....	64
Figura 41: Potência e binário gerados pela microturbina, abril.....	66
Figura 42: Velocidade e potência disponível de vento, abril.	66
Figura 43: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, abril.....	67
Figura 44: Tensão e corrente entregue à carga, abril.	67
Figura 45: Velocidade e potência disponível de vento, agosto.	70
Figura 46: Tensão e corrente entregue à carga, agosto.	71
Figura 47: Potência e binário gerados pela microturbina, agosto.....	71
Figura 48: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, agosto.....	72

Figura 49: Velocidade e potência disponível de vento, novembro.	74
Figura 50: Potência e binário gerados pela microturbina, novembro.	74
Figura 51: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, novembro.	75
Figura 52: Tensão e corrente entregue à carga, novembro.	75

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Comparação entre TEEV e TEEH.....	13
Tabela 2: Classificação de turbinas eólicas de pequeno porte.....	15
Tabela 3: Síntese dos trabalhos relacionados.....	24
Tabela 4: Características da microturbina Savonius.	31
Tabela 5: Valores das variáveis para o cálculo de C_p	33
Tabela 6:Valores das constantes utilizadas no cálculo de C_p	47
Tabela 7:Valores das características do gerador cc.	49
Tabela 8: Valores do ensaio laboratorial.	50
Tabela 9: Características gerador cc modelado.	52
Tabela 10:Valores médios e máximos de simulação do modelo, 13 m/s.	57
Tabela 11: Valores médios e máximos de simulação do modelo para vento crescente.....	61
Tabela 12: Valores médios e máximos de simulação do modelo, janeiro.	65
Tabela 13: Valores médios e máximos de simulação do modelo, abril.....	69
Tabela 14: Valores médios e máximos de simulação do modelo, agosto.....	73
Tabela 15: Valores médios e máximos de simulação do modelo, novembro.....	76

SIGLAS

TEEV	Turbina eólica de eixo vertical.
TEEH	Turbina eólica de eixo horizontal.
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
CQNUAC	Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
MPPT	Maximum Power Point Tracking

SÍMBOLOS

E	Energia do vento
P_v	Potência do vento
m	Massa
V_v	Velocidade do vento
C_p	Coeficiente de potência
ω_t	Velocidade angular da turbina
T_t	Binário mecânico da turbina
P_t	Potência mecânica da turbina
P_{out}	Potência aos terminais da carga
P_{ter}	Potência do termoacumulador
T_e	Binário eletromagnético
T_s	Intervalo de amostragem
I_t	Corrente do termoacumulador
V_t	Tensão do termoacumulador
A	Área da turbina
ρ	Densidade do ar
K_f	Constante construtiva do gerador cc

λ	Relação de velocidades de ponta da pá
B	Viscosidade
J	Momento de inercia
R	Raio da turbina
I_c	Corrente de campo
I_a	Corrente da armadura
R_c	Resistência da carga
R_a	Resistência da armadura
R_f	Resistência de campo
L_a	Indutância da armadura
L_f	Indutância de campo
E_a	Tensão induzida
V_c	Tensão aos terminais da carga
ω_r	Velocidade angular do gerador cc

INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta uma introdução à dissertação. Contempla, numa primeira fase, o enquadramento teórico e a motivação que levaram à escolha do presente tema de dissertação.

Por fim, são apresentados os objetivos e a estrutura da dissertação.

1.1 Enquadramento e Motivação

Atualmente, a nível mundial, existe um grande esforço e preocupação geral na redução de gases com o efeito de estufa. Em 2016, na 22.^a Conferência das Partes da Convenção das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, em Marraquexe, Portugal estabeleceu como objetivo alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Neste contexto, foi estabelecido um roteiro que visa a orientação a adotar relativamente às políticas de descarbonização da economia nacional, com o objetivo de atingir as metas mais ambiciosas estabelecidas no quadro do Acordo de Paris. O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) "estabelece a visão e as trajetórias, e identifica linhas de orientação para as políticas e medidas para a concretização desse objetivo. O RNC2050 constitui igualmente a Estratégia de Longo Prazo de Portugal a submeter à UE e à CQNUAC no âmbito do Acordo de Paris", (Diário da República, 2019).

O setor electroprodutor continua a ser uma das principais fontes emissoras de gases com efeito de estufa (cerca de 29%). Após análise do RNC2050, verifica-se a previsão de um aumento significativo da tecnologia solar fotovoltaico e eólica onshore. Isto acoplado à promoção da descentralização e à democratização na produção de energia de forma progressiva é possível ressaltar o papel do consumidor como parte ativa do sistema energético. Se analisar as informações disponibilizadas no RNC2050, é possível comprovar que as famílias e pequenos

produtores podem ser responsáveis por mais de 20% da produção total de eletricidade até 2050.

Num esforço mundial de reduzir as emissões de carbono e tornar o mundo um lugar mais sustentável os vários países desenvolvidos têm reunido em diversas conferências e congressos por todo o mundo para discutir métodos e políticas para aumentar a utilização de energias elétrica a partir de fontes renováveis. De acordo com a (Agência Lusa, 2021)¹, foram criadas, em Portugal, 'centrais de energia renovável a um ritmo recorde. Porém, são precisos mais esforços para chegar à neutralidade de carbono'.

No ano de 2021 as energias renováveis foram responsáveis pelo abastecimento de 59% do consumo de eletricidade em Portugal, sendo importante referir que 26% desse abastecimento corresponde a fontes de energia eólica (Agência Lusa, 2022)².

Comprovando ainda esta tendência de aumento da utilização de energias renováveis o PNEC prevê que até 2030 se assista a um crescimento de cerca de 9GW de capacidade eólica instalada em Portugal (Prado, 2022)³.

O aumento da inserção de renováveis, como o solar fotovoltaico e a eólica na rede elétrica causa desafios ao nível da estabilidade e segurança da rede. Isto deve-se à natureza incerta das condições metrológicas que levam a produções inconstantes.

Para mitigar este problema, torna-se necessário desenvolver metodologias de previsão de produção para auxiliar a operação da rede elétrica e ajudar os intervenientes do mercado elétrico no balanço entre a procura e oferta de energia.

Em 2018, investigadores especialistas do Porto desenvolveram um sistema que realiza 'previsões climáticas "precisas" de curto, médio e longo prazo, baseadas num novo algoritmo, com o intuito de auxiliar empresas e as entidades públicas na tomada de decisão (Jornal de

¹ Agência Lusa. (1 de dezembro de 2021). Energias renováveis batem recordes em 2021, mas ainda não é suficiente. Observador. Obtido de <https://observador.pt/2021/12/01/energias-renovaveis-batem-recordes-em-2021-mas-ainda-nao-e-suficiente/>

² Agência Lusa. (4 de janeiro de 2022). Renováveis abasteceram 59% do consumo de eletricidade em Portugal no ano passado. Capital verde-ECO. Obtido de <https://eco.sapo.pt/2022/01/04/renovaveis-abasteceram-59-do-consumo-de-eletricidade-em-portugal-no-ano-passado/>

³ Prado, M. (1 de fevereiro de 2022). Energia: Portugal nunca instalou tanta capacidade solar como em 2021. Expresso. Obtido de <https://expresso.pt/economia/energia-portugal-nunca-instalou-tanta-capacidade-solar-como-em-2021/>

Notícias, 2018)⁴. A criação deste tipo de sistemas resulta numa antecipação da previsão da energia que será produzida através das instalações renováveis, como é o caso das eólicas, isto é, ao introduzir uma previsão 'precisa' do vento em determinadas zonas é possível prever quanta energia irá produzir.

As motivações base para a elaboração da presente dissertação prendem-se, numa perspetiva macro, na importância de contribuir de forma crítica para o aprofundamento da área da energia eólica no campo de pesquisa e investigação, mas também, numa perspetiva micro, contribuir para a valorização deste tipo de turbinas (uma microturbina) uma vez que se trata de turbinas compatíveis com a sua inserção em meio urbano.

De facto, existem já várias microturbinas instaladas em meio urbano na zona de Lisboa, nomeadamente no 'jardim da residência do primeiro-ministro, a A5 (autoestrada Lisboa-Cascais) e o Cabo Raso/Quinta da Marinha' (Jornal de Notícias, 2008)⁵ sugerindo que este tipo de instalações é compatível com o meio urbano e o seu desenvolvimento deve ser encorajado.

Devido ao crescente interesse na tecnologia eólica de eixo vertical, e à sua possível inclusão como alternativa ao solar fotovoltaico em meio urbano, a presente dissertação tem por base o projeto e previsão de produção de uma turbina eólica de eixo vertical, através da modelação do sistema.

⁴ Jornal de Notícias. (28 de junho de 2018). Cientistas do Porto desenvolvem sistema de previsões climáticas "precisas". Jornal de Notícias. Obtido de <https://www.jn.pt/inovacao/cientistas-do-porto-desenvolvem-sistema-de-previsoes-climaticas-precisas-9523513.html>

⁵ Jornal de Notícias. (29 de março de 2008). INETI defende incentivo à instalação de turbinas. Jornal de Notícias. Obtido de <https://www.jn.pt/arquivo/2008/ineti-defende-incentivo-a-instalacao-de-turbinas-927147.html?id=927147>

1.2 Objetivos e Contribuições

Esta dissertação tem como objetivo principal a modelação e simulação de um sistema de turbina eólica de eixo vertical e gerador cc. Após revisão bibliográfica e algumas limitações de material, a modelação tem por base as equações de funcionamento do conjunto turbina eólica/ gerador.

Paralelamente, os objetivos adjacentes são:

- Simulação da curva de potência;
- Simulação em condições nominais;
- Simulação em condições semelhantes às reais;

As contribuições que esta dissertação oferece concernem ao ensino e à investigação.

A presente dissertação poderá servir de modelo didático para o ensino de conteúdos relacionados com turbinas eólicas de eixo vertical, nomeadamente, a sua modelação e simulação.

O modelo poderá ser utilizado como base de estudos futuros na área de investigação deste tipo de turbinas, bem como, o seu controlo e do gerador cc.

Por fim, contribui ainda para um desenvolvimento na área de previsão de potência eléctrica gerada por este tipo de turbinas eólicas.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação é estruturada em 5 capítulos.

O capítulo 1 pretende apresentar a motivação, objetivos e estrutura da dissertação.

O capítulo 2 é referente ao estado da arte. Contém uma introdução histórica da energia eólica e uma revisão dos vários tipos de turbina eólica. Neste sentido, são apresentados os conceitos base para a compreensão e desenvolvimento da dissertação. Por forma a facilitar a compreensão do tema em discussão este capítulo comporta também uma revisão dos trabalhos relacionados.

No capítulo 3 é apresentada a metodologia adotada na realização da dissertação. No que concerne à sua estruturação, esta contém a apresentação da arquitetura de alto nível da dissertação seguida da explicação do modelo de vento e dos 2 modelos (aerodinâmico e gerador elétrico) do sistema aerogerador.

No que diz respeito ao capítulo 4, este pretende mostrar os resultados obtidos nas medições e ensaios laboratoriais seguidamente dos resultados das simulações da modelação proposta.

Por fim, as conclusões e sugestões de trabalho futuro aparecem no capítulo 5.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo inicia-se com uma introdução histórica da energia eólica e a descrição dos vários tipos de aerogeradores e o seu funcionamento.

Tendo em consideração que o objetivo principal desta dissertação é a modelação de um aerogerador de eixo vertical, este capítulo pretende explicar as equações de funcionamento da turbina e gerador em questão.

Para terminar é ainda feita uma síntese da revisão bibliográfica de trabalhos relacionados.

2.1 Introdução Histórica

A energia eólica foi uma das primeiras fontes de energia não animal utilizada pelo homem e remonta à antiguidade. A conversão desta energia primária em energia mecânica conduziu-nos aos primeiros projetos de moinhos de vento. Estes projetos, extremamente simples, baseavam-se em forças de arrasto (*drag forces*) aerodinâmicas, onde os moinhos rodavam a uma velocidade proporcional à do vento, com o objetivo de substituir a força humana ou animal, na bombagem de água e moagem de grãos.

O primeiro moinho de vento documentado é proveniente da Pérsia e é conhecido pelo nome de *Sistan Windmill*. Este é um moinho de vento de eixo vertical, movido através de forças de arrasto aerodinâmicas e concebido para a bombagem de água e moagem de grãos (*vide* Figura 1, *cite in* (Allamehzadeh, 2016)).

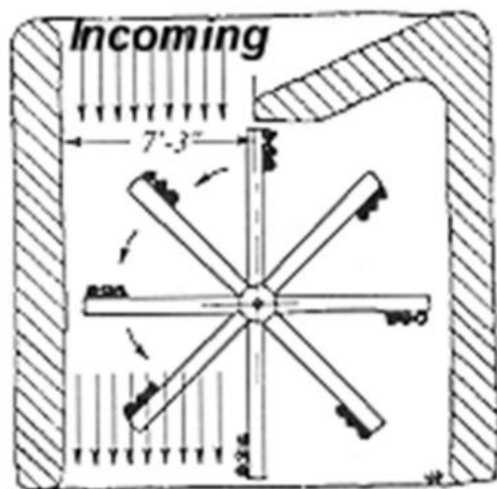


Figura 1: Sistan windmill; fonte: (Allamehzadeh, 2016).

Na Europa, os moinhos de vento surgiram por volta do século XII, diferenciando-se dos moinhos *Sistan* por terem uma arquitetura diferente. Os moinhos europeus tinham o eixo horizontal (vide Figura 2) e eram utilizados para diversas tarefas mecânicas como o bombeamento de água, irrigação, serração de madeira e moagem de grãos (Allamehzadeh, 2016).

Mais recentemente, no final do século XIX, assistiu-se ao início da era elétrica com os rápidos avanços tecnológicos desenvolvidos por Thomas Edison, Charles Steinmetz e Nikola Tesla que prometeram uma utopia elétrica. O rápido aumento do consumo de eletricidade levou à aplicação dos conhecimentos básicos dos moinhos de vento para a conversão da energia eólica em energia elétrica. Neste sentido, em 1988 foi instalada nos Estados Unidos, a primeira turbina eólica capaz de gerar eletricidade até 12 kW em Cleveland, Ohio, (vide Figura 2, cite in (Kaldellis & Zafirakis, 2011)).

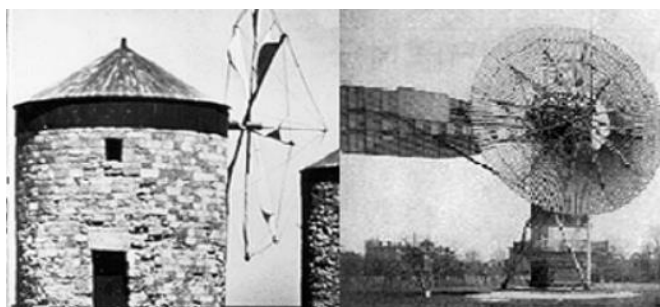


Figura 2: Moinho de vento de eixo horizontal e turbina Charles Brush; Fonte: (Kaldellis & Zafirakis, 2011).

Anos mais tarde registou-se um dos primeiros passos no desenvolvimento de turbinas eólicas de grandes dimensões com capacidade de gerar grandes potências e com ligação à rede elétrica. Este passo foi alcançado em 1931, na Rússia, com a ligação à rede elétrica do aerogerador Balaclava de 100 kW, (Allamehzadeh, 2016).

No ano de 1941, durante a 2ª guerra mundial, é conectada a primeira turbina à escala do megawatt com uma rede de distribuição elétrica local. Este feito foi alcançado por Palmer Putnam ao desenhar a turbina eólica *Smith-Putnam* de 1,25 MW de potência.

Desde então, e por motivos financeiros, a energia eólica tem sido alvo de grandes reflexões ao nível da investigação e desenvolvimento. Estas investigações têm vindo a contribuir de forma impactante na redução do custo de energia instalada, derivado da facilidade de implementação deste sistema e ao aumento acentuado da energia eólica produzida (Barbosa, 2017), como se verifica na Figura 3.

Electricity generation by source, World 1990-2019

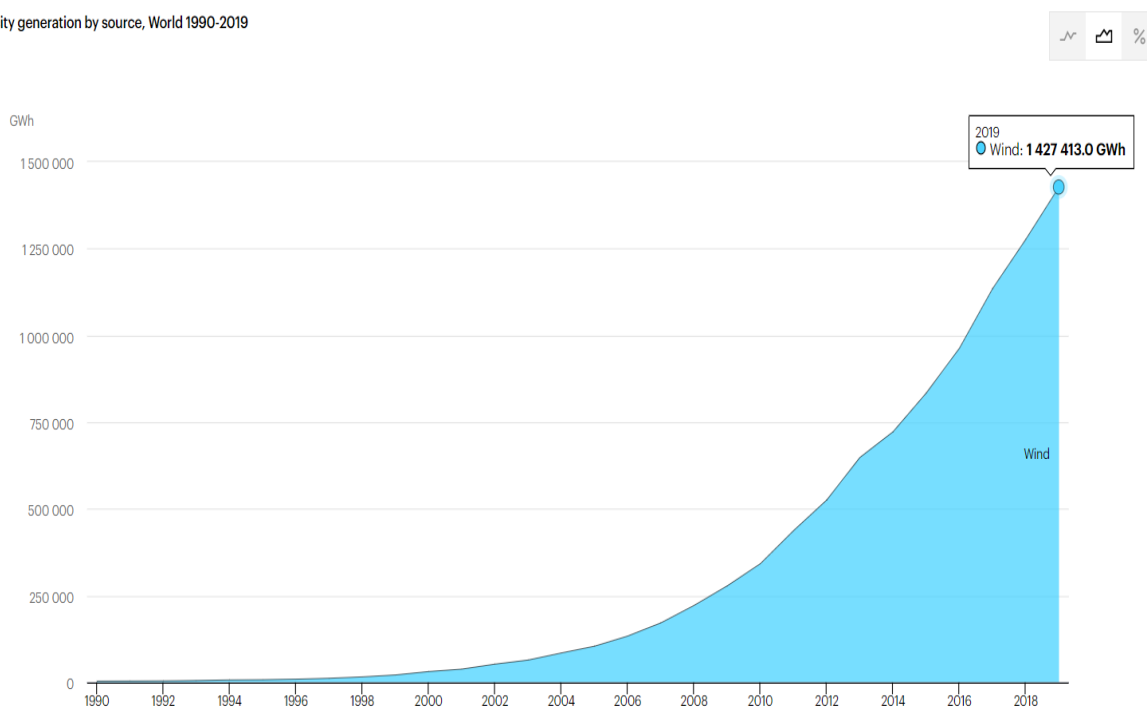


Figura 3: Geração de eletricidade, no mundo, 1990-2019; Fonte: International Energy Agency.

Em Portugal é possível observar um grande aumento na capacidade instalada de turbinas eólicas e na produção de energia eólica, sendo este quase exponencial entre 2004 e 2010 (Figura 4).

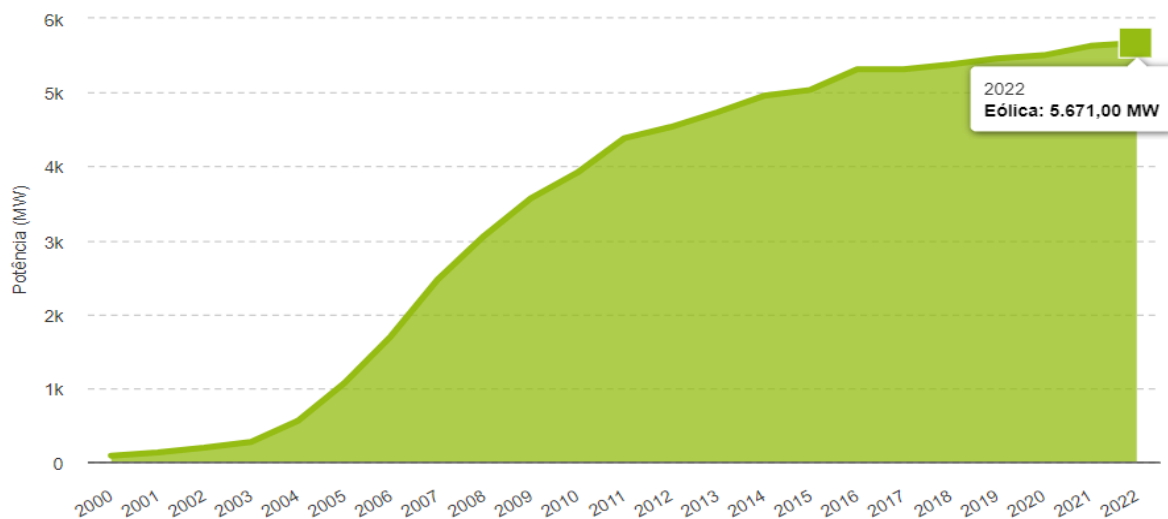


Figura 5: Potência eólica instalada em Portugal, 2000-2022. Fonte: APREN- Associação Portuguesa de Energias Renováveis.

Electricity generation by source, Portugal 1990-2020

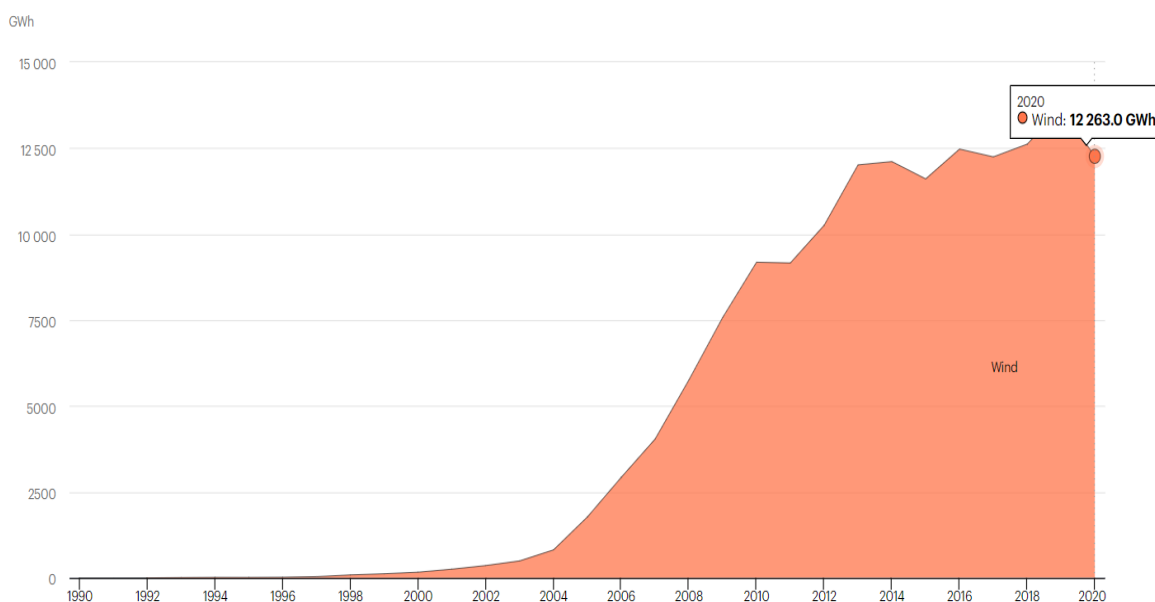


Figura 4: Geração de eletricidade, em Portugal, 1990-2019; Fonte: International Energy Agency.

2.2 Tipos de Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas são, de forma geral, organizadas em duas categorias: as turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) e as turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) (*vide* Figura 6).

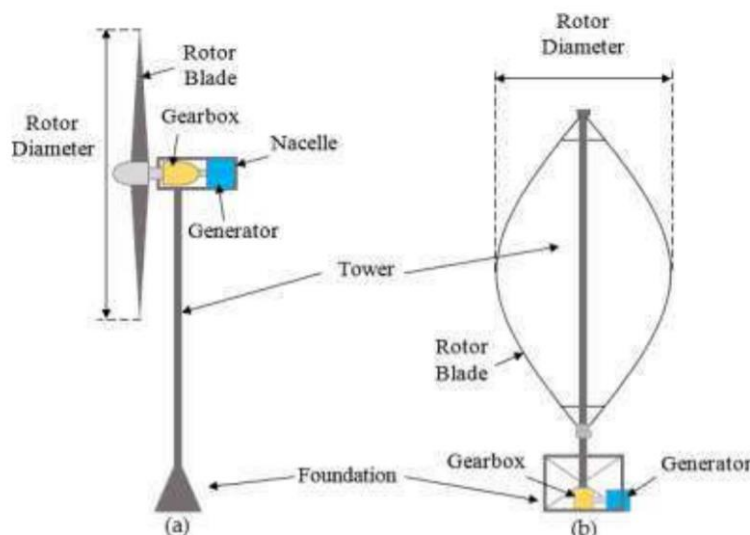


Figura 6: a) TEEH; b) TEEV; Fonte: (Murad, Kamarudin, Rozali, & Shaharudin, 2017).

A diferenciação entre os tipos de turbina prende-se com a estrutura e orientação do *rotor*. A TEEV tem a caixa de velocidades e o gerador localizados perto da fundação da turbina, e como o nome indica, possui um eixo de rotação vertical e perpendicular à direção do vento, (Murad, Kamarudin, Rozali, & Shaharudin, 2017). A TEEH, por outro lado, tem o eixo de rotação paralelo à direção do vento e colocado juntamente com a caixa de velocidades e gerador no topo de uma torre (Murad, Kamarudin, Rozali, & Shaharudin, 2017).

As TEEV são geralmente categorizadas em dois tipos centrais: as Turbinas *Darrieus* e as Turbinas *Savonius*.

O funcionamento de uma turbina do tipo Savonius é baseado em forças de arrasto, e é por essa razão, bastante semelhante ao funcionamento de uma roda de água. Isto é, o movimento do vento ao bater nas pás da turbina cria forças de arrasto que coloca em movimento a turbina (Saad & Asmuin, 2014), (Murad, Kamarudin, Rozali, & Shaharudin, 2017). Por outro lado, as turbinas Darrieus funcionam por meio de forças de sustentação e utilizam pás semelhantes às utilizadas pelas TEEH. Estas turbinas não possuem a capacidade de auto-arranque, sendo necessário acionar o arranque através de um motor elétrico (Eriksson, Bernhoff, & Leijon, Evaluation of different turbine concepts for wind power, 2008).

Ambos os modelos de TEEV possuem uma estrutura que os torna mais apropriados para inserção em meio urbano uma vez que estas turbinas produzem menos ruído quando comparadas com as TEEH, aceitam vento de qualquer direção, requerem menos espaço para a sua implementação, suportam melhor ventos turbulentos e são capazes de operar com ventos de velocidade inferior (Chen, Chen, Huang, & Hwang, 2017). Não obstante a sua eficiência inferior, a sua manutenção e implementação é simples e de baixo custo, quando comparada com as TEEH, visto que as TEEV se encontram junto ao solo ou no topo de grandes estruturas (cobertura de edifícios por exemplo) (Tawfiq, Mansour, Ramadan, Becherif, & El-kholy, 2019).

As TEEH, à semelhança das TEEV, são classificadas em 2 tipos de turbinas: as turbinas *upwind* e turbinas *downwind*.

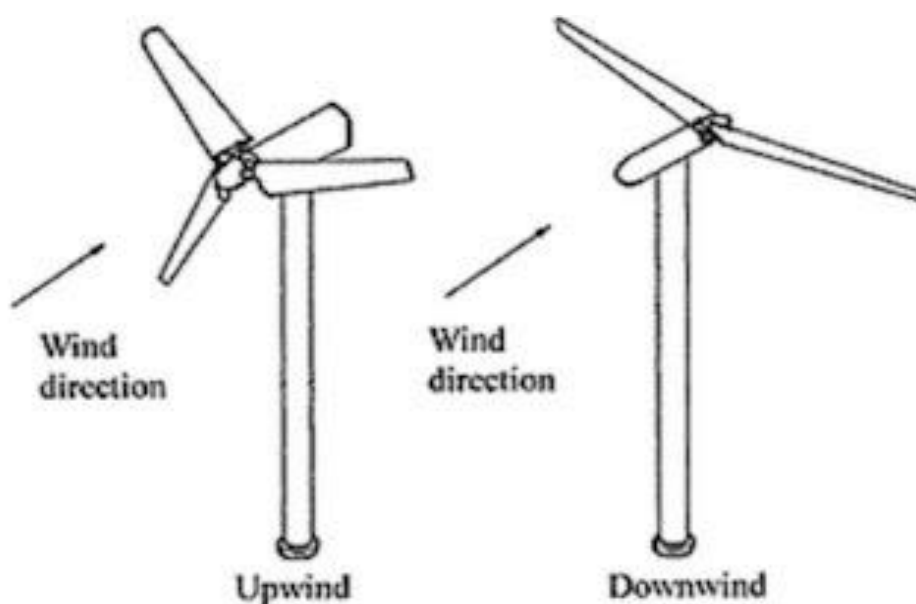


Figura 7: Turbinas upwind e downwind; Fonte: <https://fabricioengmec.blogspot.com/2017/>.

As turbinas *upwind* detêm o rotor de frente para o vento (*vide* Figura 7), isto é, o vento ao deslocar-se contra a turbina encontra primeiro o rotor e em seguida a nacele. De forma contrária, nas turbinas *downwind* o vento encontra primeiro a nacele e só depois encontra o rotor (*vide* Figura 7), (Murad, Kamarudin, Rozali, & Shaharudin, 2017).

Estes modelos de TEEH baseiam o seu funcionamento em forças de sustentação e de arrastamento, (Barbosa, 2017). No entanto, ao contrário das TEEV, as TEEH necessitam de um mecanismo de controlo *yaw* para manter o rotor constantemente alinhado com a direção do vento, obtendo um máximo de produção quando acoplado a um controlo do ângulo *pitch* das

pás do rotor, (Saad & Asmuin, 2014). São normalmente utilizadas para produções em larga escala em zonas remotas devido aos custos de investimento, ao ruído emitido e às dificuldades na instalação e manutenção em zonas urbanas (Murad, Kamarudin, Rozali, & Shaharudin, 2017).

Por forma a melhor explicar as diferenças, vantagens e desvantagens entre os modelos TEEV e TEEH consta abaixo um quadro síntese dos modelos baseados no trabalho de (Eriksson, Bernhoff, & Leijon, Evaluation of different turbine concepts for wind power, 2008).

Tabela 1: Comparação entre TEEV e TEEH.

Indicadores\Categoria de aerogerador	Turbina eólica de eixo horizontal	Turbina eólica de eixo vertical
Mecanismo de <i>yaw</i>	Necessita de mecanismo <i>yaw</i> . Constitui uma desvantagem devido ao mecanismo ser dispendioso, ter perdas e riscos associados.	Não necessita de mecanismo <i>yaw</i> . Constitui uma vantagem uma vez que o mecanismo aceita vento de qualquer direção e não ter a necessidade de investimento num sistema de controlo dispendioso e com perdas associadas.
Tamanho da turbina	Investigadores afirmam que as TEEH já atingiram o seu tamanho máximo, devido ao aumento das cargas gravitacionais incidentes nas pás, bem como, o tamanho da turbina e a sua dimensão. Isto é, já não é economicamente vantajoso o seu aumento. Porém, o custo associado ao kW/h produzido, é economicamente difícil de vencer no que toca a grandes turbinas.	As TEEV não têm cargas gravitacionais associadas, logo, não possuem limites de crescimento. Uma vez que a tendência é aumentar o tamanho das turbinas, as TEEV podem ser um bom substituto. No entanto, em relação a pequenas turbinas, as TEEV podem funcionar em áreas onde as TEEH não funcionam nas melhores condições.

Desempenho	A previsão do desempenho é baseada no coeficiente potência e para estas turbinas o fator de potência toma valores entre 0,4 e 0,5.	É complicado prever o fator de potência deste tipo de turbinas uma vez que existem poucas em funcionamento atualmente. No entanto, estudos mais antigos demonstram valores de até 0,4 e estudos mais recentes apontam que para pequenas turbinas ou aplicações em áreas específicas o coeficiente de potência pode ser superior aos 0,4.
Controlo de potência	Necessita de controlo de <i>pitch</i> (ângulo de passo das pás) ou controlo ativo de stall e travão mecânico como complemento, isto é, requer um sistema mecânico e de controlo complexo.	Necessita de controlo de <i>stall</i> e travão mecânico, não sendo necessário a implementação de sistemas mecânicos e de controlo complexos.
Ambiente e ruído	Emite bastante ruído devido à velocidade de ponta das pás e aos barulhos do funcionamento mecânico. Em relação a impactos ambientais estas turbinas são prejudiciais a aves e morcegos. Requerem especial atenção em zonas de gelo uma vez que existe a possibilidade de se soltarem peças que podem ser arremessadas pela rotação da turbina.	Emite um ruído reduzido, comparado ao da TEEH, dado que a velocidade de ponta das pás é menor e os componentes associados ao ruído mecânico encontram-se no solo. Estas características da TEEH permitem uma menor propagação do ruído em relação a estar instalado no topo de uma torre. Em relação a impactos ambientais, estas turbinas têm menor impacto em aves e morcegos, bem como em zonas de gelo.
Operação e manutenção	Processo dispendioso e complexo devido a uma maior necessidade de manutenção e desta ser executada a partir do topo da torre.	Processo simples derivado da reduzida necessidade de manutenção e ausência de sistemas de controlo de <i>pitch</i> . As realizações dos trabalhos de manutenção são executadas ao nível do solo.

Além de classificadas em duas grandes categorias (TEEV e TEEH), as turbinas eólicas podem ainda, segundo (Chakraborty, Simões, & Kramer, 2013) e (Bhutto, Ansari, Bukhari, & Chachar, 2019), ser classificadas em 4 tecnologias dominantes:

- Tipo A- Turbina eólica de velocidade fixa;
- Tipo B- Turbina eólica de velocidade variável limitada;
- Tipo C- Turbina eólica de velocidade variável com conversor parcial de frequência;
- Tipo D- Turbina eólica de velocidade variável com conversor completo de frequência;

Por fim, na Tabela 2, ainda podemos classificar as turbinas de porte pequeno da seguinte forma, (Barbosa, 2017):

Tabela 2: Classificação de turbinas eólicas de pequeno porte.

Classe	D [m]	A [m ²]	P [W]	Aplicações
Microturbina	<1,6	<2	<5000	Domésticos
Mini-turbina	1,6 < D < 5	2 < A < 78,5	5000 < P < 50000	Urbanizações e pequenas empresas
Pequena-turbina	5 < D < 16	78,5 < A < 200	50000 < P < 500000	Grandes urbanizações

2.3 Tipos de Geradores para Turbinas Eólicas

Atualmente, existem diversas configurações de geradores a serem implementados em turbinas eólicas. No entanto, estes dependem do desempenho do sistema de conversão de energia eólica e da potência de saída desejada para esse sistema.

Os 3 tipos de geradores conhecidos de ser implementados em turbinas eólicas são os seguintes:

- Gerador síncrono;
- Gerador assíncrono;
- Gerador de corrente contínua.

Os geradores síncrono e assíncrono, são comumente utilizados devido aos sistemas eólicos de maior porte funcionarem a corrente alternada, estando integrados na rede elétrica, (Mathew, 2006) e (Stiebler, 2008).

2.4 Funcionamento de uma TEEV

2.4.1 Curva de Potência e Regiões de Operação

Todas as turbinas têm uma curva de potência do mesmo tipo, sejam turbinas de eixo vertical ou horizontal. A curva de potência mostra-nos a evolução da quantidade de potência que a turbina consegue extrair com o incremento da velocidade do vento.

A Figura 8, apresenta uma curva de potência típica de uma turbina eólica estando representadas as 4 regiões de operação que podem ser classificadas como, (Briesch, 2016) e (Apata & Oyedokun, 2020):

- Parada;
- Máxima extração de potência;
- Limitação de potência;
- Proteção contra ventos excessivos.

Uma compreensão de cada uma destas regiões de operação é essencial para perceber os sistemas de controlo e a modelação deste tipo de sistemas eólicos controlados, (Briesch, 2016) e (Apata & Oyedokun, 2020).

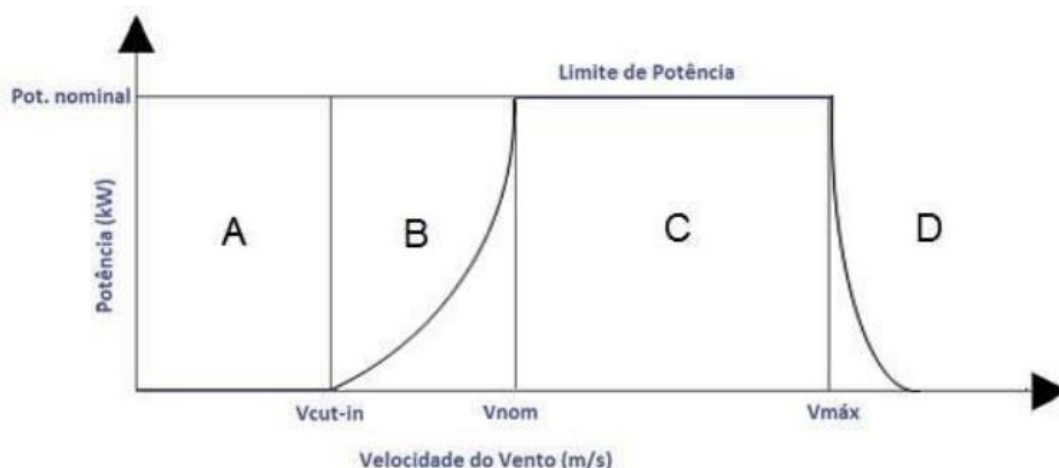


Figura 8: Curva de Potência e regiões de operação de uma turbina eólica, fonte: (Briesch, 2016).

Na região A, "Parada", não existe qualquer produção porque a velocidade do vento é muito baixa e não supera a velocidade mínima de vento requerida pela turbina para que o rotor comece a rodar, (Briesch, 2016) e (Apata & Oyedokun, 2020).

Na região B, " Máxima extração de potência", o sistema opera de modo a maximizar a potência extraída pelo gerador. Ou seja, a turbina segue o ponto de maior extração de potência que acontece quando a relação da velocidade de ponta das pás (explicada na secção 2.4.3) seja mantida num valor ótimo. Para isto normalmente é utilizado um controlador MPPT (Maximum power point tracking) que é o responsável por manter a turbina com uma relação de velocidades ótima, (Briesch, 2016) e (Apata & Oyedokun, 2020).

Na região C, " Limitação de potência", a velocidade do vento supera a velocidade nominal da turbina sendo necessário a limitação de potência da mesma, para evitar esforços mecânicos excessivos. Os sistemas de controlo limitam a potência absorvida pela turbina, de modo a esta manter a sua operação na região nominal, (Briesch, 2016) e (Apata & Oyedokun, 2020).

Por fim, região D, " Proteção contra ventos excessivos", acontece quando a velocidade do vento excede a velocidade máxima admitida pela turbina. Nestas condições, a turbina entra em modo de segurança saindo de serviço e ativando a travagem da turbina até à total saída de funcionamento, (Briesch, 2016) e (Apata & Oyedokun, 2020).

2.4.2 Energia, Potência e Binário

Para uma turbina eólica gerar eletricidade, é necessário converter a energia cinética do vento em energia mecânica, de modo a rodar o veio acoplado ao gerador. Esta transformação é feita através da conversão da força do vento em binário que atua sobre as pás do rotor

forçando a sua rotação. A quantidade de energia transferida do vento para o rotor depende de 3 fatores, (Stiebler, 2008). Sendo eles:

- A Área do rotor;
- A Densidade do ar;
- A Velocidade do vento

Ambos os fatores influenciam diretamente a quantidade de energia do vento que o rotor consegue absorver. Atente abaixo à explicação detalhada:

Considere uma área do rotor (A) e aplique uma velocidade do vento (V_v). A variação do volume (ΔV) em relação ao comprimento (L) é dado por:

$$\Delta V = A * \Delta L \quad (2.1)$$

$$v = \frac{\Delta L}{\Delta t} \quad (2.2)$$

$$\Delta V = A * v * \Delta t \quad (2.3)$$

Uma vez que a variação na energia é proporcional à variação na massa e que, no caso do vento, a massa é igual à densidade do ar (ρ) multiplicada pelo volume de ar (V). Então, substitui-se na fórmula da energia cinética a massa, obtendo:

$$m = V * \rho \quad (2.4)$$

$$E = \frac{1}{2} * m * V_v^2 \quad (2.5)$$

$$E = \frac{1}{2} * A * \rho * V_v^3 * t \quad (2.6)$$

Para obter a potência divide-se a energia do vento pelo intervalo de tempo, obtendo:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} * A * \rho * V_v^3 \quad (2.7)$$

Obtendo a energia do vento, importa compreender quanto dessa energia consegue ser extraída pelas turbinas eólicas. De acordo com a lei de Betz 59.25% da energia do vento pode

ser aproveitada para gerar energia mecânica por parte da turbina (Stiebler, 2008). Assim sendo, e considerando um fluxo homogêneo, a turbina não aproveita a totalidade da energia do vento quando este passa pelas pás do rotor. Caso o rotor conseguisse retirar 100% da energia do vento, a velocidade do vento passava a zero assim que ultrapassa-se as pás do rotor, oferecendo assim barreira causando o impedimento à passagem de mais ar pelo rotor. Com isto, o chamado coeficiente de potência, ou número de Betz ($c_p=0.59$) tem de ser tido em conta no cálculo da potência mecânica da turbina eólica.

Não obstante o coeficiente de potência máximo ser $c_p=0.59$, de forma geral as turbinas mais eficientes rondam o $c_p= 0.4$, $c_p=0.5$. Já as microturbinas Savonius não excedem o $c_p=0.35$.

Assim sendo, a fórmula da potência mecânica da turbina é dada por:

$$P_t = C_p * \frac{1}{2} * A * \rho * v^3 \quad (2.8)$$

E por fim, segundo (Almeida, 2016), o cálculo do binário é dado por:

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t} \quad (2.9)$$

Onde ω_t é a velocidade angular da turbina

2.4.3 Relação de Velocidade de Ponta das Pás e Coeficiente de Potência

A relação de velocidades é a relação entre a velocidade da ponta das pás da turbina, e a velocidade do vento. Esta relação é fulcral para o estudo do projeto de turbinas eólicas uma vez que se a relação de velocidades for pequena, a velocidade do rotor também é pequena causando o aumento do ângulo de ataque e a diminuição do coeficiente de potência. Por outro lado, se a relação de velocidades for demasiado grande, as pás do rotor comportar-se-ão como uma parede sólida face ao vento. Uma relação ótima de velocidades depende do número de pás, sendo que quanto menor for o número de pás, maior tem de ser a relação de velocidades de maneira que ocorra uma máxima extração de potência do vento, (Stiebler, 2008).

A relação de velocidades é dada por:

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{V} \quad (2.10)$$

Onde:

- R é o raio do rotor;
- ω_t é a velocidade angular;
- V é a velocidade do vento;

O coeficiente de potência (C_p), como explicado na secção 2.4.1, é a percentagem de potência que uma turbina eólica consegue extrair do vento. Este valor varia consoante a velocidade do vento, o ângulo da pá e a velocidade de rotação, (Almeida, 2016). No caso de uma turbina eólica tipo Savonius, o ângulo da pá pode ser negligenciado devido a este tipo de turbina aceitar ventos de qualquer direção.

Várias aproximações numéricas foram desenvolvidas em torno do cálculo do coeficiente de potência para diferentes valores de relação de velocidade de ponta e ângulos de pá. Foram também analisados vários documentos de fabricantes e pode-se concluir que os vários tipos de turbina apresentam um valor alto de similaridade e, como tal, pode-se utilizar uma aproximação geral para o cálculo do coeficiente de potência. Essa aproximação, segundo (Heier, 1998) e (Slootweg, Polinder, & Kling, 2003), é dada por:

$$C_p(\lambda, \theta) = C_a \left[\frac{C_b}{\lambda_i} - C_c \theta - C_d \theta^{C_e} - C_f \right] e^{\frac{-C_g}{\lambda_i}} \quad (2.11)$$

Com,

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_h \theta} - \frac{C_i}{\theta^3 + 1}} \quad (2.12)$$

As variáveis de C_a a C_i variam de turbina para turbina consoante o tipo de formato das pás do rotor e o seu material de fabricação, (Almeida, 2016). Na Figura 9 está representada uma variação das curvas de coeficiente de potência em função da relação de velocidade ponta para diversos tipos de turbina eólica.

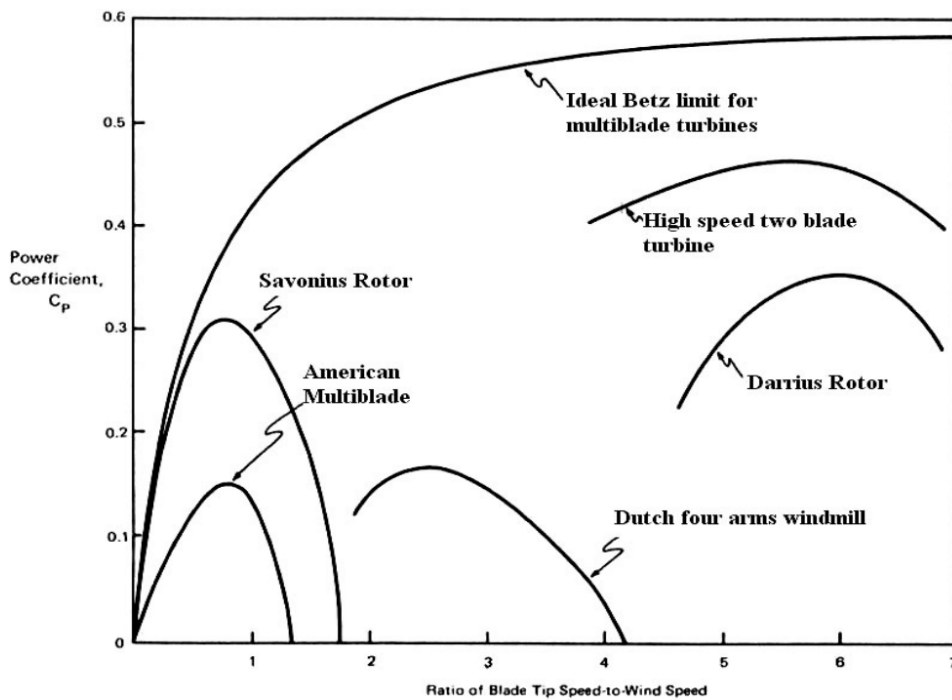


Figura 9: Comparação curva de C_p em várias turbinas.

2.4.4 Gerador CC

O gerador de corrente contínua é uma máquina de corrente contínua, que ao ser aplicado um binário externo para impor rotação ao rotor (armadura) e estando o estator (campo) ligado a uma fonte de tensão contínua para gerar um campo magnético no interior da máquina. Esta gera uma tensão aos terminais da armadura, (Oliveira, 2015).

Consoante as ligações dos enrolamentos de campo e armadura, o gerador de corrente contínua pode ser classificado da seguinte forma, (Mehta & Mehta, 2019):

- Gerador cc de excitação independente;
- Gerador cc autoexcitado.

Neste estudo, foi utilizado o gerador cc de excitação independente e o seu circuito equivalente encontra-se representado na Figura 10.

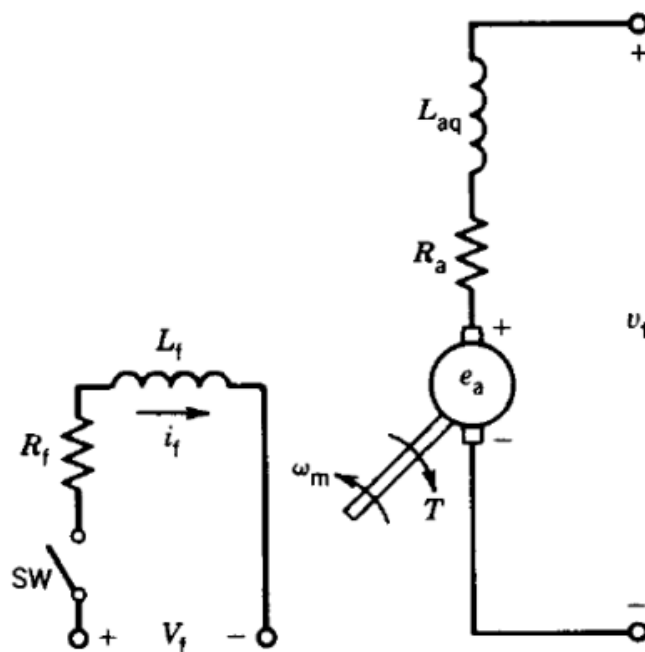


Figura 10: Circuito equivalente gerador cc de excitação independente.

Onde,

- R_f - Resistência do campo [Ω];
- L_f - Indutância do campo [H];
- R_a - Resistência da armadura [Ω];

- L_a - Indutância da armadura [H];
- E_a - Tensão induzida [V];
- V_f - Tensão aos terminais do campo [V];
- V_c - Tensão aos terminais da armadura [V];
- ω_m - Velocidade angular do gerador [rad/s];
- T - Binário [Nm];
- I_f - Corrente do campo [A].

E as equações que regem o funcionamento deste gerador são, (Mehta & Mehta, 2019) :

$$V_f = R_f I_f + L_f \frac{dI_f}{dt} \quad (2.13)$$

$$E_a = V_c + R_a I_a + L_a \frac{dI_a}{dt} \quad (2.14)$$

$$E_a = K_f \phi \omega_m \quad (2.15)$$

Com, K_f -constante construtiva do gerador; ϕ - fluxo por polo;

$$V_c = R_c I_a \quad (2.16)$$

A parte mecânica do gerador é dada por, (Rriya, 2016):

$$T_e = K_f \phi I_a \quad (2.17)$$

$$T_t = K_f I_c I_a + J \frac{d\omega_t}{dt} + B \omega_t \quad (2.18)$$

Onde,

- T_e - Binário eletromagnético;
- T_t - Binário no eixo do gerador;
- J - Momento de inercia;
- B - Viscosidade.

2.5 Trabalhos Relacionados

Os trabalhos relacionados encontram-se expostos na tabela de síntese em baixo:

Tabela 3: Síntese dos trabalhos relacionados.

Referência	Objetivo	Principais Conclusões
Tese: (Almeida, 2016)	Modelação de um sistema eólico em escala reduzida e desenvolvimento de sistemas de controlo da velocidade de rotação para optimização da curva de potência do sistema	A modelação e identificação da área de instabilidade do sistema foram efetuadas corretamente tendo sido validadas experimentalmente. Ambas as estratégias implementadas foram bem-sucedidas, tanto o controlador PID como por planície diferencial, estabilizaram a velocidade de rotação.
Artigo: (Eriksson, 2008)	Modelação e ensaio de turbina eólica de eixo vertical por método de elementos finitos para melhor compreensão se poderá ser uma boa alternativa às turbinas eólicas de eixo horizontal numa perspetiva de longo termo.	A modelação por elementos finitos mostrou-se concordante com os valores obtidos experimentalmente. Os dados obtidos experimentalmente mostraram resultados promissores obtendo um $C_p = 0,23$ para uma relação de velocidades de ponta 4, em condições de vento turbulento.
Artigo: (Jang, Paek, Kim, & Jeong, 2019)	Modelação de turbina Savonius por modelo computacional de dinâmica dos fluidos para posterior comparação com dados experimentais	A simulação da turbina Savonius de 0,58 m de diâmetro e 1,32 m de altura foi simulada demonstrando um $C_p = 0,17$ com uma relação de velocidades de ponta de 0,54. A curva de potência foi obtida baseada nesse ponto de referência utilizando um controlador MPPT. A turbina produz cerca de 50 W a 12m/s.
Artigo: (Aykut O Onol)	Comparação de estratégias de controlo para microturbinas de eixo vertical	A comparação entre o método de controlo baseado no MPPT e SNC mostram que o controlo SNC é ligeiramente mais eficiente. No entanto, a fiabilidade e eficiente funcionamento do MPPT sem modelos ou sensores torna-o numa opção mais atrativa para aplicações de escala pequena.

Artigo: (M.ZEMAMOU, 2017)	Revisão de desenho e performance de turbinas eólicas Savonius	A revisão baseou-se na comparação de vários artigos publicados e concluiu que o desenvolvimento do formato de rotor Savonius continua a ser alvo de investigações a fim de melhorar o seu desempenho. Percebeu-se que a investigação sobre parâmetros como o número de pás ou a relação de sobreposição pode ser mais investigada, embora a adição de proteções contra obstáculos ou as placas defletoras melhore o desempenho do sistema. No entanto, também torna o sistema mais complexo e dependente da direção, o que representa um grande inconveniente nestes estudos, pois o objetivo é a procura de um compromisso entre a eficiência do rotor e a simplicidade do sistema.
--	--	---

METODOLOGIA

Este capítulo pretende definir e explicar de forma detalhada a metodologia a adotar ao longo da realização do presente estudo.

Em primeiro lugar, este capítulo contém a apresentação da arquitetura de alto nível do sistema.

Por fim, apresenta-se os 3 modelos referentes ao sistema. Os funcionamentos dos modelos são explicados detalhadamente, bem como os componentes que os compõem.

3.1 Arquitetura de Alto Nível do Sistema

A arquitetura de alto nível do sistema encontra-se apresentada na Figura 11 e como se pode observar, apresenta os 3 modelos principais para a modelação da microturbina. A modelação será efetuada no software de programação GNU Octave e ambos os modelos serão explicados ao detalhe mais à frente neste capítulo.

O modelo de vento apenas define a velocidade do vento que desejamos simular, bem como, se esta é variável ou fixa. E em seguida aplica um filtro passa-baixo de maneira a suavizar a resposta obtida pelo modelo.

O modelo aerodinâmico da microturbina é o responsável, como o próprio nome indica, pela parte aerodinâmica do sistema. Ou seja, recebe a velocidade do vento definida no modelo de vento e calcula o rendimento aerodinâmico da microturbina (Coeficiente de potência), a razão de velocidades nas pás da turbina, as potências mecânicas disponíveis pelo vento e pela microturbina e o binário mecânico gerado pela microturbina. Numa primeira parte do modelo são recebidos os valores de velocidade de vento e de rotação da turbina por forma a ser calculada a razão de velocidades e por sua vez o coeficiente de potência. Em seguida, o valor do coeficiente de potência é utilizado para o cálculo da potência mecânica e binário mecânico da turbina.

O modelo do gerador elétrico consiste na conversão da energia mecânica proveniente da microturbina em energia elétrica entregue à carga (neste caso um termoacumulador de

1800 W). O modelo tem como entradas o valor do binário mecânico, a corrente atual na carga e a velocidade de rotação. E, como no modelo anterior, também se encontra dividido em 2 devido à programação ter sido efetuada por funções de modo a facilitar a descoberta de erros no processo de execução dos mesmos. Assim, primeiramente o modelo faz o cálculo das tensões e potência elétrica e por fim faz a atualização do valor seguinte de velocidade de rotação e corrente.

Por fim, e fazendo a acoplação dos 3 modelos, tem-se o modelo completo da microturbina de forma a simular, discutir e concluir sobre os resultados obtidos.

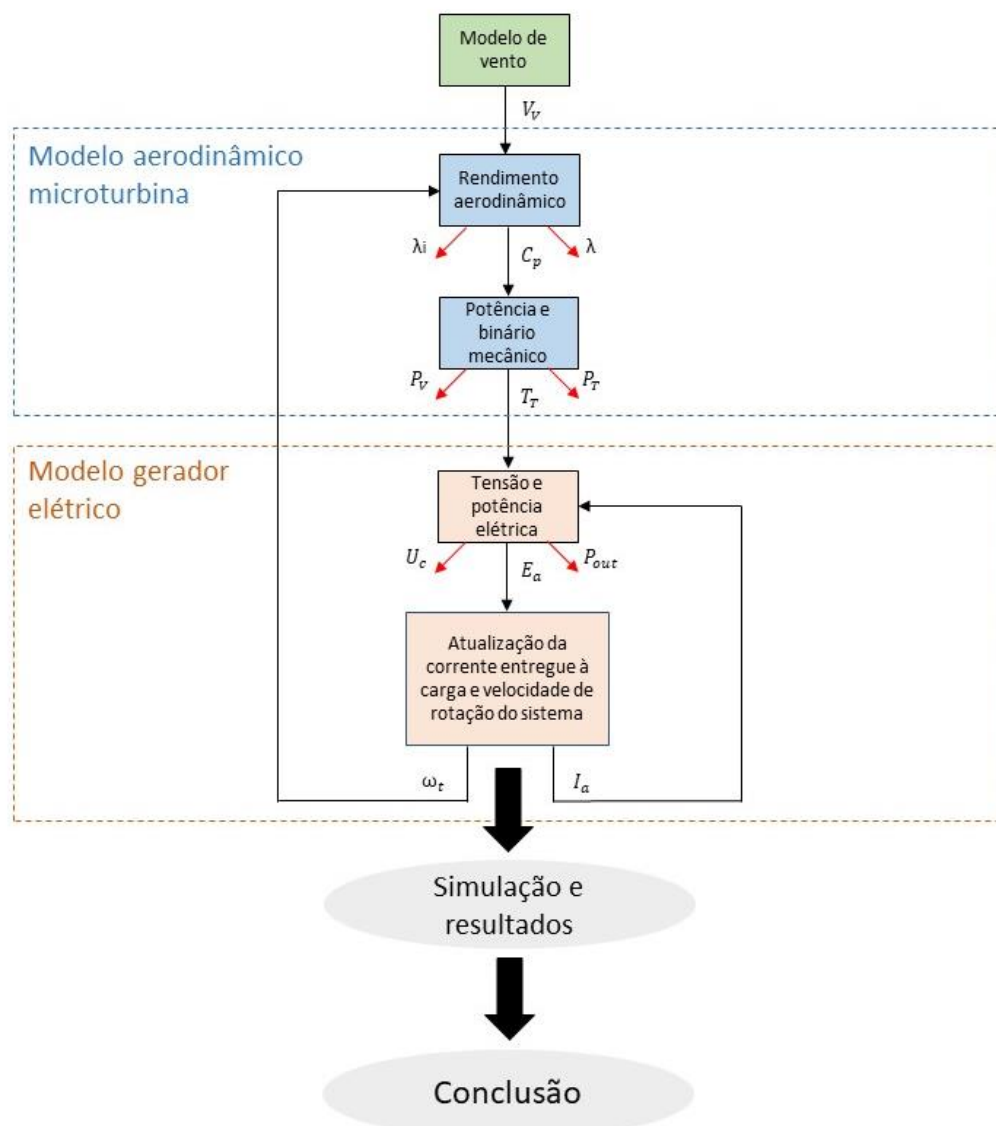


Figura 11: Arquitetura de alto nível do sistema.

3.2 Modelo de Vento

O vento surge devido ao aquecimento, gerado pela radiação solar incidente na superfície terrestre, ser diferente ao longo do mundo, em virtude de existir diferentes tipos de ambientes com absorções solares a ritmos diferentes. Ou seja, o facto de existir ao longo do dia variações de temperatura entre as zonas equatoriais e as zonas polares, cria diferenças de pressão atmosférica gerando os ventos. O ar equatorial, mais quente, sobe em direção aos polos gerando um sistema de baixa pressão. Por outro lado, o ar mais frio e denso move-se em direção à linha do equador gerando um sistema de alta pressão (Turgeon & Morse, 2022).

Após formação do vento, o escoamento do mesmo depende de diversos parâmetros que condicionam a intensidade desse escoamento num determinado local ou região. Esses parâmetros, segundo (Jervel, 2008), são:

- Características do regime dos ventos do local
- Orografia local
- Rugosidade
- Obstáculos

Dito isto, torna-se intuitivo que o vento não terá uma velocidade constante sendo por isso necessário, na criação do modelo de vento, ter em conta este fator. Para isso, e devido ao foco principal ser a turbina e o gerador, apenas será utilizado a função *randn* no GNU Octave. Esta função devolve um escalar aleatório retirado da distribuição normal padrão.

Assim, e como demonstra a Figura 12, o modelo de vento será, no caso de velocidade constante, o valor definido para a velocidade de vento a somar com a função *randn* dividida por 2. Passando em seguida por um filtro passa-baixo por forma a suavizar a resposta do sinal. No caso de a velocidade ser variável, a diferença é a criação de um ciclo onde o tempo de simulação é dividido em intervalos de tempo, definindo uma velocidade de vento para cada intervalo de tempo.

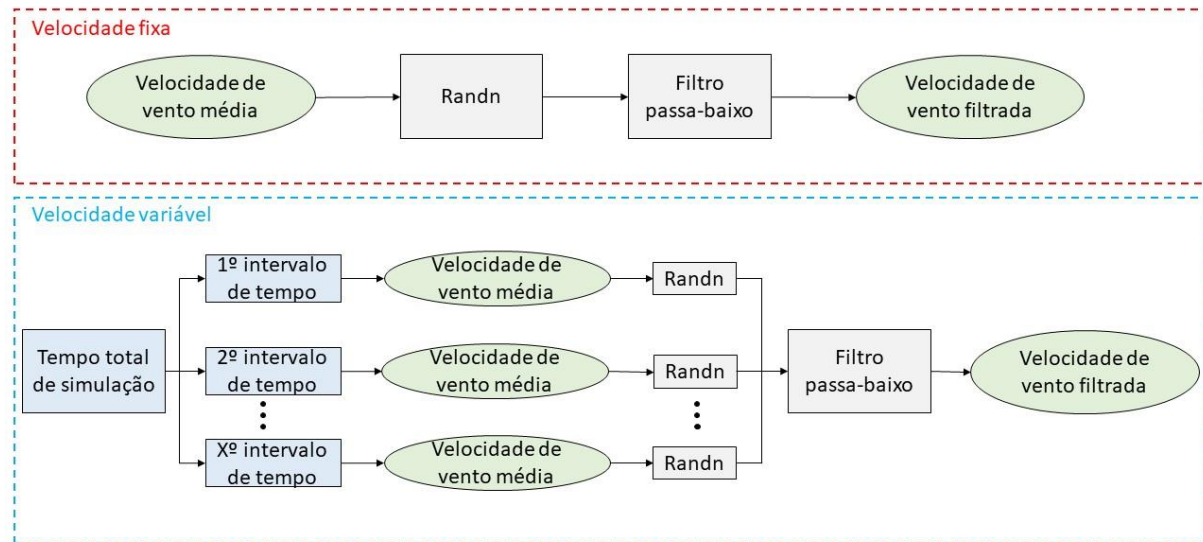


Figura 12: Arquitetura de alto nível do modelo de vento.

3.3 Modelo Aerodinâmico da Microturbina

3.3.1 Especificações da Microturbina

A microturbina eólica a ser modelada e simulada, é o modelo representado na Figura 13. Esta microturbina de 2,5m de altura e 1,5m de diâmetro, encontra-se diretamente conectada, através do veio, ao gerador de corrente contínua e na Tabela 4 encontram-se as características da mesma.

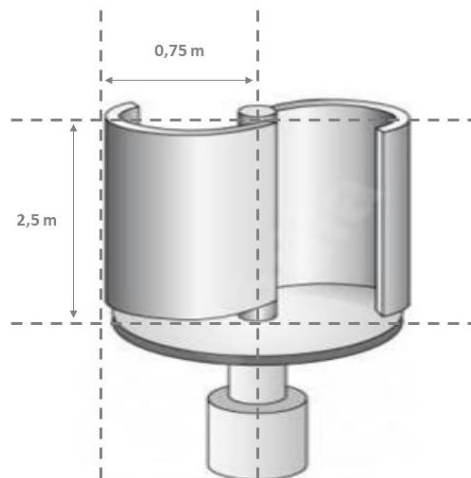


Figura 13: Microturbina eólica Savonius.

Tabela 4: Características da microturbina Savonius.

Potência nominal (W)	1500
Velocidade mínima do vento para arranque (m/s)	3
Velocidade nominal do vento (m/s)	13
Velocidade máxima do vento (m/s)	25
Número de pás	2
Máximo de RPM	170
Gerador	CC de excitação independente

3.3.2 Rendimento Aerodinâmico

O modelo do rendimento aerodinâmico, é um submodelo do modelo aerodinâmico da microturbina onde é calculado o coeficiente de potência. Este modelo tem como entradas a velocidade do vento e a velocidade angular da microturbina. Como saídas, a relação de velocidades de ponta e o coeficiente de potência.

Primeiramente, elaborou-se um pequeno programa alheio ao modelo da microturbina, também no software GNU Octave, onde foi analisada e ajustada a curva do coeficiente de potência em função da relação de velocidade de ponta e ângulo de pitch ($\theta=0^\circ$), de maneira a ajustar o valor das variáveis (C_a até C_i) na aproximação geral do C_p para valores mais coerentes com a teoria e tipo de microturbina. A necessidade de elaboração deste ajuste na curva de potência deve-se ao facto de que ao utilizar o valor das constantes (C_a até C_i) encontradas na bibliografia em (Heier, 1998) e (Slootweg, Polinder, & Kling, 2003), a curva do coeficiente de potência não estava teoricamente certa pois os valores de C_p e de relação de velocidade de

ponta eram bastante superiores ao típicos de uma turbina Savonius (observar Figura 14) . A aproximação geral utilizada neste estudo é dada pela seguinte expressão:

$$C_p(\lambda, \theta) = C_a \left[\frac{C_b}{\lambda_i} - C_c \theta - C_d \theta^{C_e} - C_f \right] e^{\frac{-C_g}{\lambda_i}} \quad (3.1)$$

Com,

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_h \theta} - \frac{C_i}{\theta^3 + 1}} \quad (3.2)$$

As variáveis utilizadas por (Heier, 1998) e (Slootweg, Polinder, & Kling, 2003), encontram-se representadas na Tabela 5.

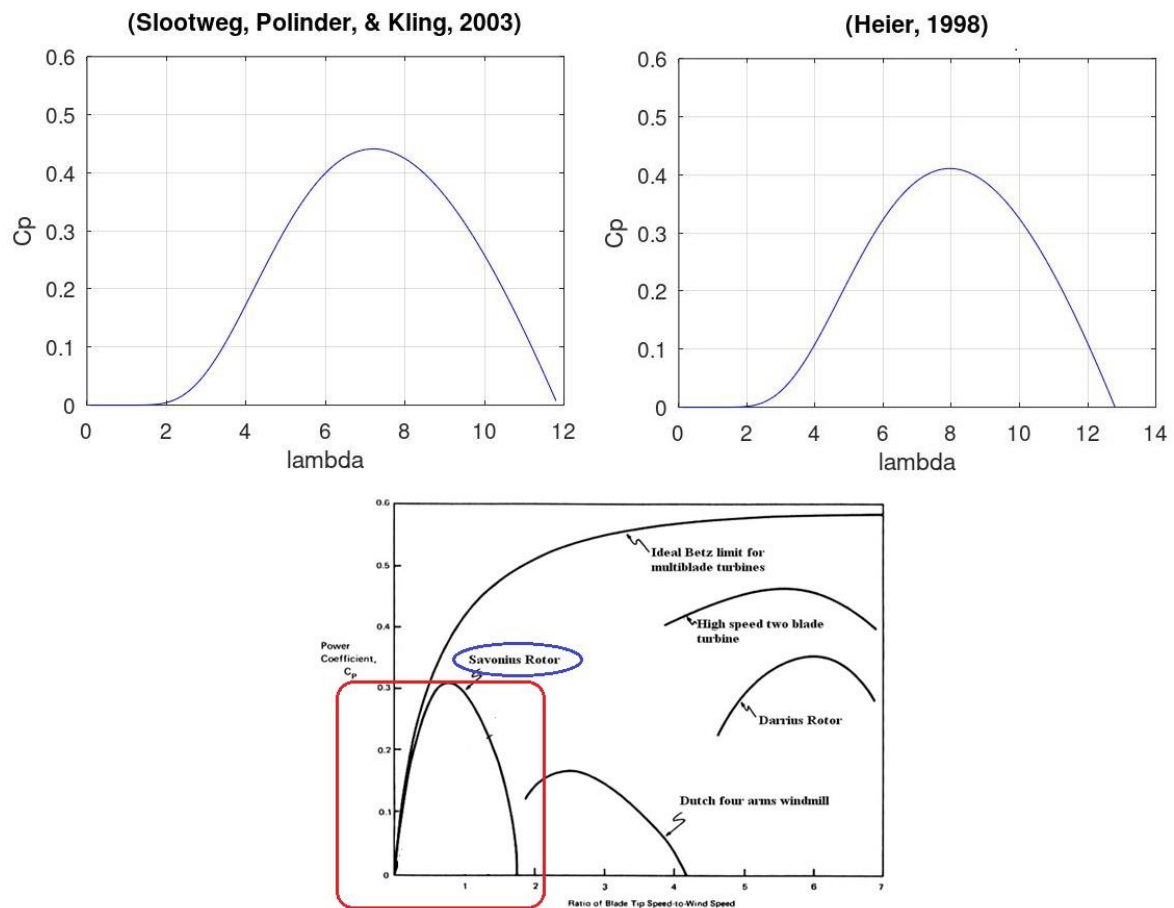


Figura 14: Comparação entre as curvas de C_p de (Heier, 1998) e (Slootweg, Polinder, & Kling, 2003) com a curva esperada para uma tuurbina Savonius.

Tabela 5: Valores das variáveis para o cálculo de C_p .

	C_p	C_a	C_b	C_c	C_d	C_e	C_f	C_g	C_h	C_i
(Heier, 1998)	Aproximação geral	0,500	116	0,400	0	0	5	21	0,08	0,035
(Slootweg, Polinder, & Kling, 2003)	velocidade variável	0,730	151	0,580	0,002	2,140	13,200	18,400	-0,002	-0,003

Após ajuste da curva do coeficiente de potência, verificou-se o ponto de funcionamento pretendido para a turbina e realizou-se o modelo do rendimento aerodinâmico já com as constantes na fórmula do C_p definidas. O modelo, representado na Figura 15, recebe a velocidade do vento e a velocidade angular da microturbina e procede aos cálculos do C_p através do seguinte seguimento de equações:

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{V_v} \quad (3.3)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_h \theta} - \frac{C_i}{\theta^3 + 1}} \quad (3.4)$$

$$C_p(\lambda, \theta) = C_a \left[\frac{C_b}{\lambda_i} - C_c \theta - C_d \theta^{C_e} - C_f \right] e^{\frac{-C_g}{\lambda_i}} \quad (3.5)$$

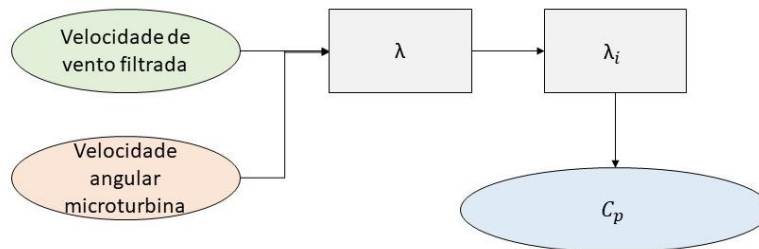


Figura 15: Arquitetura de alto nível do modelo de rendimento aerodinâmico.

No entanto, e uma vez que este estudo é referente a um modelo simplificado que não contém controlo nem eletrónica de potência, a relação de velocidades de ponta é fixa no valor de C_p máximo por forma a simular o comportamento do controlador da turbina.

3.3.3 Potência e Binário Mecânico

O modelo de potência e binário mecânico é um modelo bastante simples que vem acoplado ao modelo anterior e completa a modelação aerodinâmica da microturbina. Este tem como entradas o coeficiente de potência, as dimensões da turbina e o valor da densidade do ar fornecidas pelo modelo anterior, e faz o cálculo da potência disponível no vento e da potência e binário mecânico gerado pelas pás da turbina. O funcionamento do modelo (Figura 16) baseia-se no seguimento de equações apresentado em baixo:

$$P_v = \frac{1}{2} * A * \rho * V_v^3 \quad (3.6)$$

$$P_t = C_p * \frac{1}{2} * A * \rho * V_v^3 \quad (3.7)$$

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t} \quad (3.8)$$

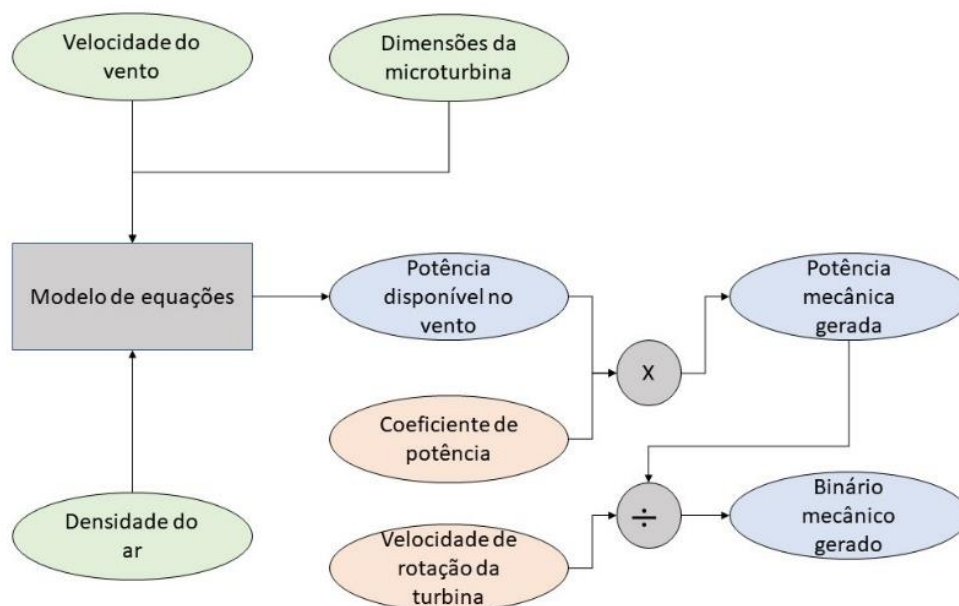


Figura 16: Arquitetura de alto nível do modelo de potência e binário mecânico.

3.4 Modelo do Gerador Elétrico

3.4.1 Medição e Estimação de Parâmetros do Gerador

O gerador acoplado à turbina é um gerador de corrente contínua de excitação independente. A estimação dos parâmetros do gerador foi efetuada através de medições e ensaios laboratoriais efetuados no gerador presente no laboratório da faculdade. A chapa de

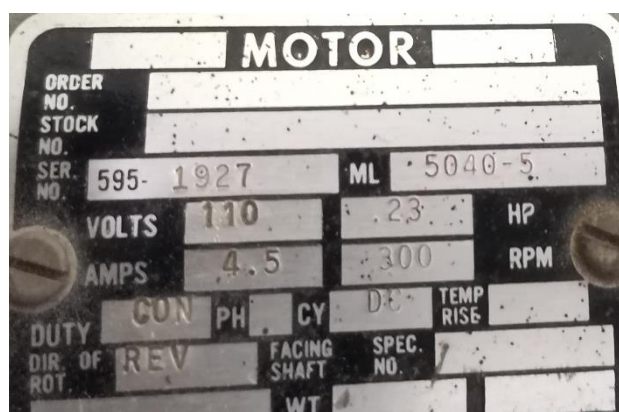


Figura 17: Chapa de características do gerador cc.

características do gerador e a montagem do circuito de ensaios encontram-se presentes na Figura 17 e Figura 18.

As medições efetuadas permitiram obter os valores das resistências e indutâncias do gerador cc. No entanto, o momento de inércia e a viscosidade foram utilizados valores teóricos típicos para este tipo de gerador.

Os ensaios serviram para calcular a constante construtiva do gerador. Tal como em (Oliveira, 2015) e (Mohamed Lamine Hamida, 2022), este estudo também realizou o levantamento da curva de magnetização do gerador em vazio e a velocidade nominal constante, de modo que, através de regressão linear, o valor da constante construtiva seja determinado. Para isso, realizou-se a montagem da Figura 18 onde o binário mecânico responsável por manter o gerador à velocidade nominal é fornecido por um motor.

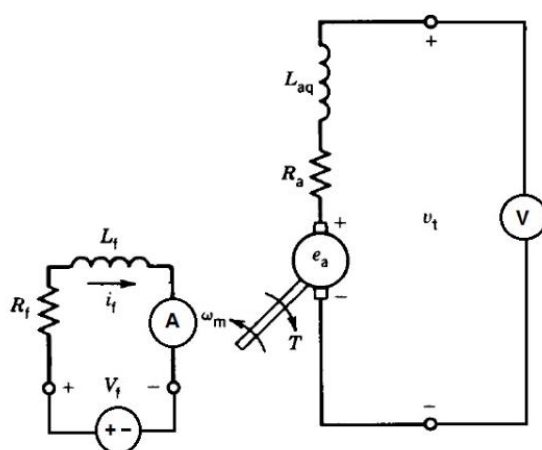


Figura 18: Esquema de montagem do gerador.

Após a montagem concluída, iniciou-se o motor e definiu-se de maneira ao gerador estar constante na velocidade nominal. Em seguida, introduziu-se corrente no campo do gerador e registou-se os valores de tensão induzida e corrente de campo à medida que se foi incrementando a corrente. Por fim, inseriu-se os dados numa folha de Excel e após um pré-processamento dos dados elaborou-se o gráfico da curva de magnetização.

Concluído o processo de elaboração do gráfico, observou-se a zona linear do mesmo e traçou-se novo gráfico, apenas utilizando os valores da parte linear, e aplicou-se a regressão linear para obtenção da equação da reta. Com a equação da reta e alguma conjugação de equações obteve-se que a constante construtiva do gerador. Nas fórmulas utilizadas

desprezou-se a saturação magnética, tornando possível assumir que $\phi=I_c$ uma vez que são proporcionais, (Oliveira, 2015). A equações a baixo explicam melhor este procedimento.

Formula da tensão induzida, desprezando a saturação magnética pode ser dada por:

$$E_a = K_f * I_c * \omega_r \quad (3.9)$$

$$K = K_f * \omega_r \quad (3.10)$$

$$E_a = K * I_c \quad (3.11)$$

Uma vez que a regressão linear gera uma equação do tipo:

$$Y = mx + a \quad (3.12)$$

Assim, pode fazer-se a relação:

$$m = K \quad (3.13)$$

E por fim;

$$K_f = \frac{K}{\omega_r} \quad (3.14)$$

3.4.2 Tensão e Potência Elétrica

A modelação do gerador deste sistema, bem como em 3.3 no modelo aerodinâmico da microturbina, foi realizada dividindo o modelo em 2 submodelos. O modelo de tensão e potência elétrica, explicado neste subcapítulo, e o modelo de atualização da corrente de rotor e velocidade de rotação.

O modelo de tensão e potência elétrica (Figura 19) é o responsável por efetuar os cálculos de tensão induzida, tensão entregue à carga e potência entregue à carga. Recebe como entradas a corrente no rotor e todas os outros valores inseridos e calculados em 3.3.2 e 3.3.3. Para o cálculo das saídas, o modelo, baseia-se nas equações de funcionamento do gerador cc expressas em baixo, desprezando a saturação magnética ($\phi=I_c$)

$$E_a = K_f * I_c * \omega_r \quad (3.15)$$

$$V_c = R_c * I_a \quad (3.16)$$

$$P_{out} = V_c * I_a \quad (3.17)$$

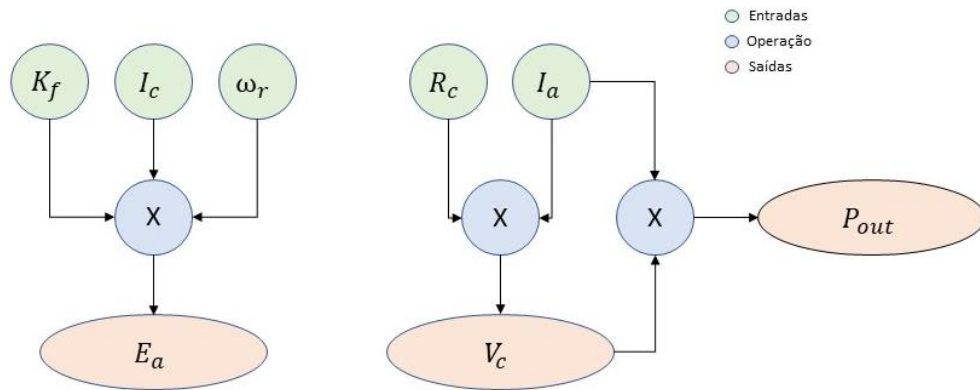


Figura 19: Arquitetura de alto nível do modelo de tensão e potência elétrica.

A resistência de carga (R_c) utilizada neste estudo é um termoacumulador ARISTON Pro1Eco Dry Multis 80 (Figura 20) de 1800W e 80L de capacidade. O cálculo do valor da resistência presente neste termoacumulador foi efetuado tendo por base a lei de ohm, as características de funcionamento do termoacumulador e a assunção de que o termoacumulador irá trabalhar com corrente contínua apesar das suas características serem para corrente alternada. O processo encontra-se descrito abaixo:

1º Cálculo da corrente do termoacumulador:

$$P_{ter} = V_t * I_t \quad (3.18)$$

logo,

$$I_t = \frac{P_{ter}}{V_t} \quad (3.19)$$

2º Cálculo da resistência interna do termoacumulador:

$$V_t = R_c * I_t \quad (3.20)$$

Então,

$$R_c = \frac{V_t}{I_t} \quad (3.21)$$

$$R_c = 29.38 \, \Omega \quad (3.22)$$

Onde:

- P_{ter} - Potência do termoacumulador;
- V_t - Tensão de funcionamento (230 V em Portugal);
- I_t - Corrente de funcionamento;
- R_c - Resistência interna;



Características Específicas

Tipologia ⓘ	Elétrico
Capacidade (L/min) ⓘ	80
Pressão (bar) ⓘ	8
Potência (W) ⓘ	1800
Temperatura Mínima (°C)	15
Temperatura Máxima (°C)	80
Tipo de Resistência	Embainhada
Montagem	Vertical e Horizontal
Diâmetro Ligação Água (")	1/2

Figura 20: Termoacumulador com suas características específicas

3.4.3 Atualização da Corrente e Velocidade de Rotação do Rotor

A atualização dos valores de corrente entregue à carga e velocidade de rotação do conjunto turbina/gerador, concluem a modelação do modelo do gerador e consequentemente do modelo total do sistema onde são acoplados os vários modelos que sistema compreende.

Em 0, explicou-se o funcionamento do gerador de corrente contínua, bem como as equações que o regem. Para a modelação deste componente do sistema, primeiramente olhou-se para a vertente elétrica do gerador. Seguidamente olhou-se para a parte mecânica.

A Figura 21 também afixada em 0, representa o circuito equivalente de um gerador cc. Onde através da lei de Kirchhoff, se obteve as equações (3.23) e (3.24).

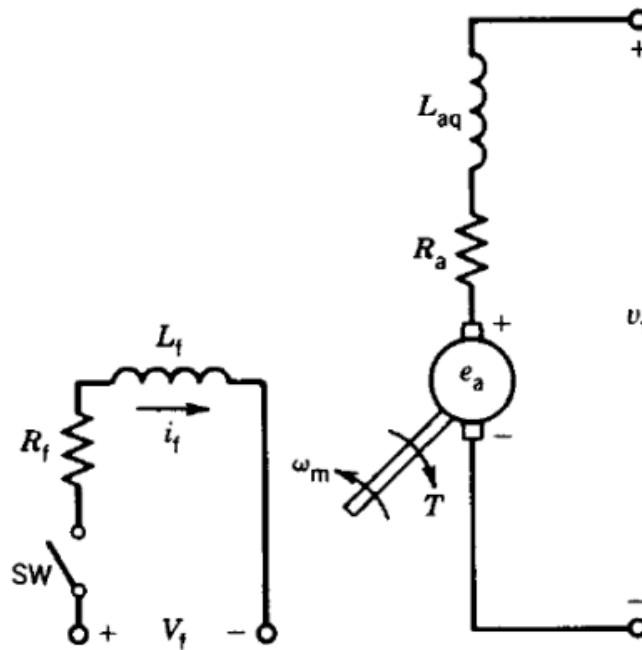


Figura 21: Circuito equivalente gerador cc.

$$V_c = E_a - I_a R_a - L_a \frac{dI_a}{dt} \quad (3.23)$$

Com,

$$V_c = R_c I_a \quad (3.24)$$

Em seguida, como mencionado, olhou-se para a parte mecânica do gerador onde se concluiu que:

$$T_t = T_e + J \frac{d\omega_t}{dt} + B\omega_t \quad (3.25)$$

Onde T_t é o binário mecânico gerado pela microturbina.

Por fim e antes de explicar o seguimento de equações que descreve o modelo, tornou-se necessário, devido ao tipo de programação, a discretização das equações existentes. Para isso utilizou-se o método de Euler backward que se encontra descrito na equação

$$\frac{dx}{dt} \rightarrow \frac{x(k) - x(k-1)}{T_s} \quad (3.26)$$

Onde T_s é o intervalo de amostragem.

Posto isto, as atualizações da velocidade de rotação e da corrente entregue à carga seguem a seguinte metodologia:

Atualização corrente entregue à carga:

Em primeiro lugar, recorreu-se às equações (3.23) e (3.24) e substituiu-se (3.24) em (3.23) obtendo-se:

$$R_c I_a = E_a - I_a R_a - L_a \frac{dI_a}{dt} \quad (3.27)$$

Em seguida aplicou-se a fórmula de Euler para efetuar a discretização.

$$R_c I_a = E_a(k) - I_a R_a - L_a \frac{I_a(k) - I_a(k-1)}{T_s} \quad (3.28)$$

Por fim, resolveu-se a equação em ordem em ordem a $I_a(k)$.

$$I_a(k) = \left(\frac{1}{R_c + R_a + \frac{L_a}{T_s}} \right) \left(E_a(k) + \frac{L_a}{T_s} I_a(k-1) \right) \quad (3.29)$$

Atualização da velocidade de rotação do sistema:

Como na atualização da corrente, a atualização da velocidade de rotação segue o mesmo princípio onde se inicializou com a equação (3.25), substituindo o valor de T_e pela equação (3.30).

$$T_e = K_f I_c I_a \quad (3.30)$$

$$T_t = K_f I_c I_a + J \frac{d\omega_t}{dt} + B\omega_t \quad (3.31)$$

Em seguida aplicou-se a fórmula de Euler para efetuar a discretização.

$$T_t(k) = K_f I_c I_a(k) + J \frac{\omega_t(k) - \omega_t(k-1)}{T_s} + B\omega_t \quad (3.32)$$

Por fim, resolveu-se a equação em ordem em ordem a $\omega_t(k)$.

$$\omega_t(k) = \left(\frac{1}{\frac{J}{T_s} + B} \right) \left(T_t(k) + K_f I_c I_a(k) + \frac{J}{T_s} \omega_t(k-1) \right) \quad (3.33)$$

No entanto, ao simular observou-se a necessidade de limitar a velocidade de rotação através de um ganho, de modo a esta não tender para a instabilidade.

$$\omega_t(k) = 0,6 \times \left(\frac{1}{\frac{J}{T_s} + B} \right) \left(T_t(k) + K_f I_c I_a(k) + \frac{J}{T_s} \omega_t(k-1) \right) \quad (3.34)$$

A Figura 22 representa a arquitetura de alto nível do modelo de atualização de corrente e velocidade do sistema.

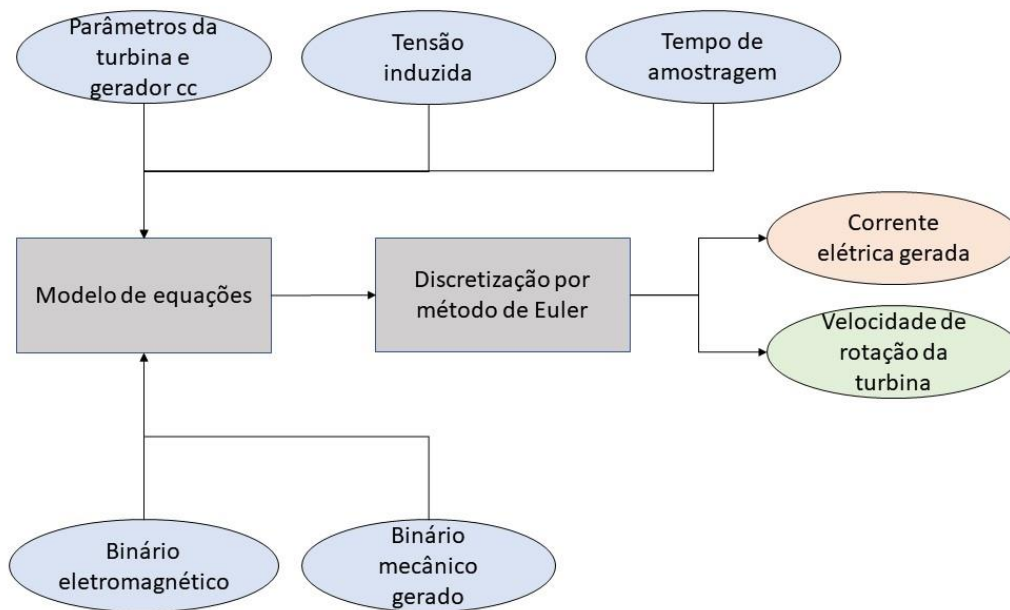


Figura 22: Arquitetura de alto nível do modelo de atualização da corrente e velocidade de rotação do rotor.

4

RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações efetuadas ao sistema modelado.

Numa primeira fase, é apresentado os resultados do modelo de vento onde contém as 3 simulações que serviram como entradas para o sistema modelado.

Em segundo lugar, apresenta-se a otimização da curva do coeficiente de potência e os resultados das medições e ensaios feitos ao gerador de corrente continua no laboratório da faculdade.

Por fim, são introduzidos os resultados dos 3 tipos de simulação efetuados ao sistema, bem como a explicação dos mesmos.

4.1 Modelo de Vento

Os resultados obtidos na simulação do modelo do vento encontram-se expostos em Figura 23, Figura 24 e Figura 25. Como explicado em 3.2, o modelo de vento a utilizar nas simulações irá variar consoante se o tipo de simulação pretendida.

Para simulações com vento praticamente constante (Figura 23), a velocidade é definida para 13 m/s, sofrendo algumas variações, devido à função *rand* no software Octave, por forma a simular a não linearidade do vento. O tempo de simulação foi de 2 segundos.

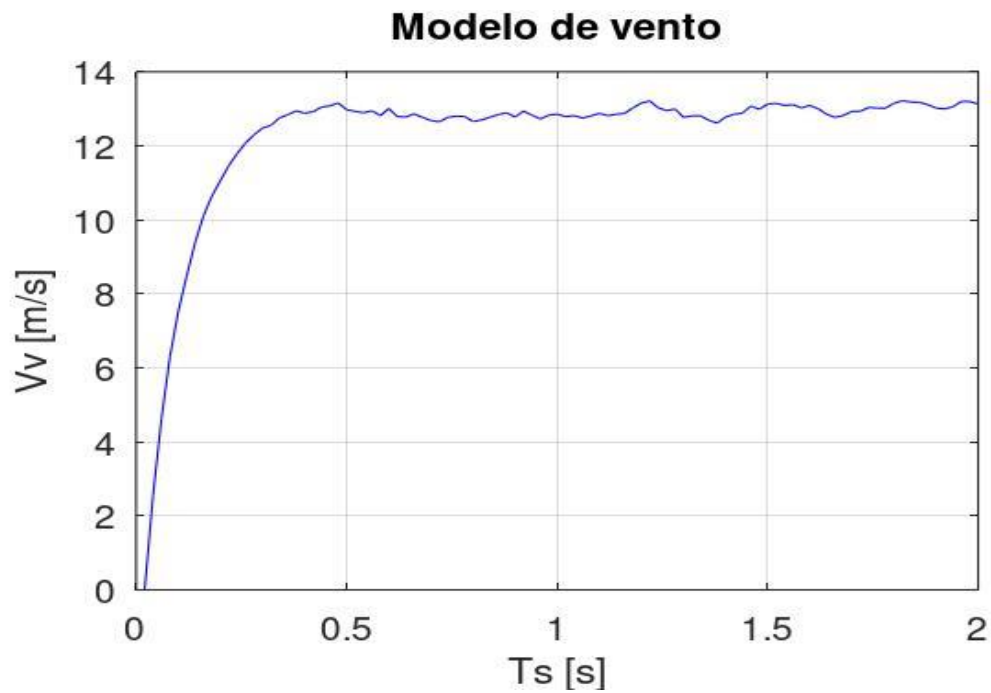


Figura 23: Velocidade de vento praticamente constante, vento medio 13 m/s.

No caso das simulações efetuadas com vento variável, o tempo de simulação foi de 20 segundos. No entanto, temos 2 tipos de simulação de vento variável:

- Velocidade de vento variável para observação da curva de potência da microturbina;
- Velocidade de vento variável para simulação do funcionamento da microturbina em situação de condições de vento semelhantes às de um dia;

Na simulação de vento variável para observação da curva de potência da microturbina (Figura 24), a velocidade do vento aumenta de forma crescente desde o valor medio de 2 m/s até aos 27 m/s.

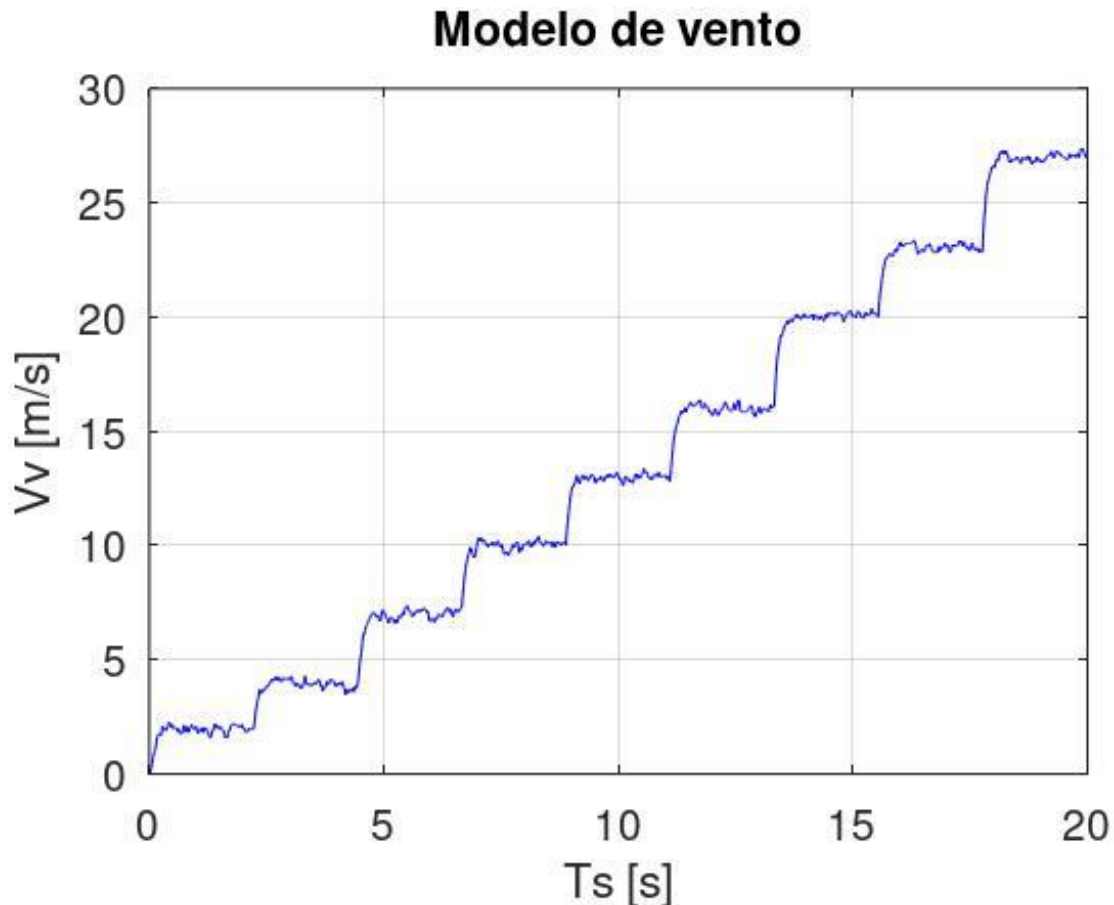


Figura 24: Velocidade do vento crescente até aos 27 m/s de vento médio.

Na simulação de velocidade de vento variável para simulação do funcionamento da microturbina em situação de condições de vento semelhantes às de um dia, dividiu-se em 4 simulações por forma a simular 4 dias diferentes, 1 para cada estação do ano. Ou seja, cada simulação representa um dia de cada estação do ano e simula a velocidade do vento através do seu valor mínimo, médio e máximo para esse dia somado à função *rand()* no Octave para introdução da não linearidade da velocidade do vento. Os dados foram obtidos de (meteoblue, s.d.) e os gráficos encontram-se representados na Figura 25.

Os dias simulados foram:

- Inverno- 2 de janeiro;
- Primavera- 19 de abril;
- Verão- 17 de agosto;
- Outono- 24 de novembro;

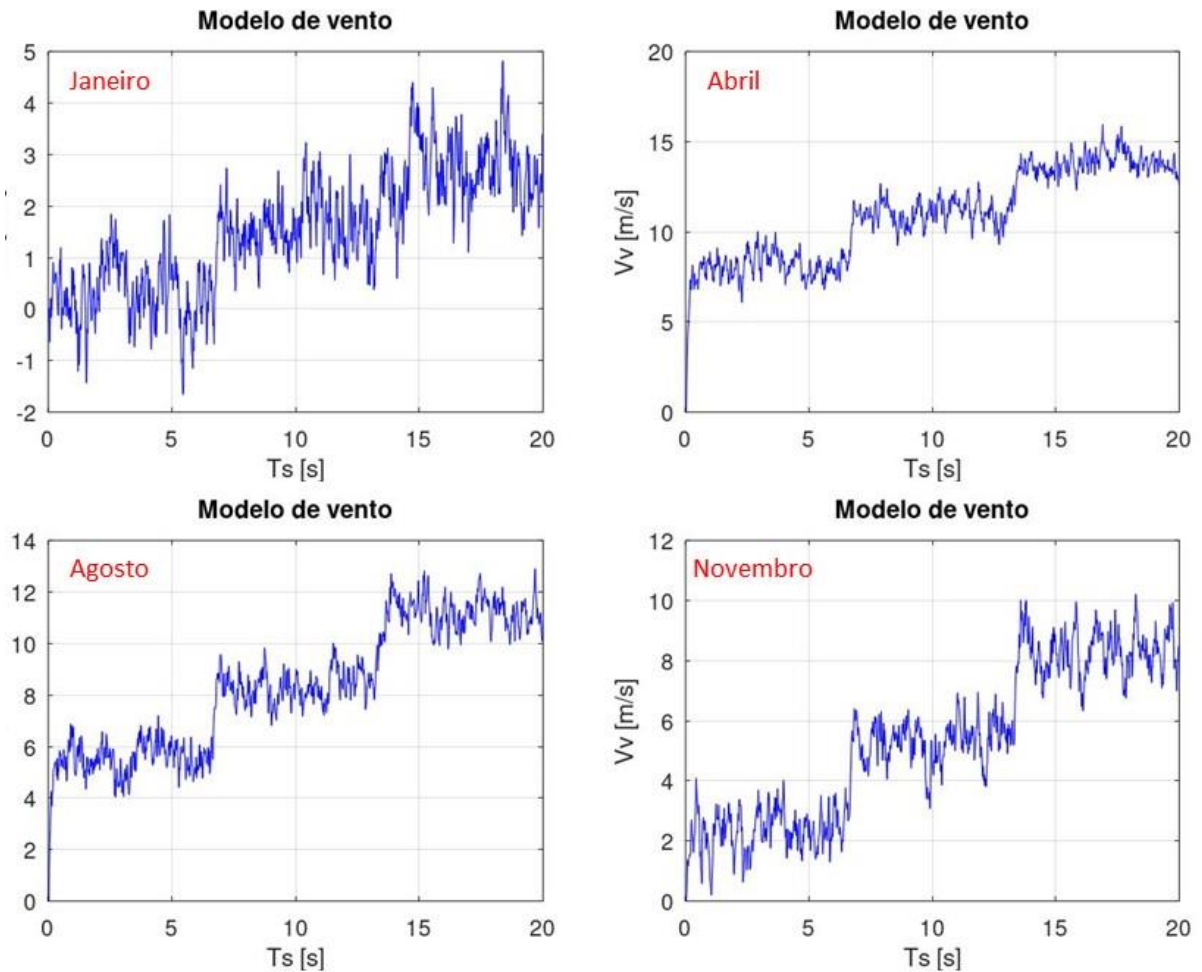


Figura 25: Velocidade de vento varável, simulação com velocidade média de vento compreendendo 4 dias diferentes.

4.2 Modelo Aerodinâmico

4.2.1 Curva de Coeficiente de Potência

No subcapítulo 3.3.2, abordou-se a necessidade de ajustar curva do coeficiente de potência do aerogerador ao tipo de turbina utilizado para a execução deste estudo. Esse ajuste teve por base a aproximação geral explicada em 3.3.2 e o valor das constantes utilizadas foram obtidos por um processo de tentativa erro onde foi efetuado o ajuste da curva de C_p para valores mais coerentes com o tipo e dimensões da turbina. A aproximação geral encontrada em (Heier, 1998) e (Slootweg, Polinder, & Kling, 2003) e utilizada no cálculo de C_p , é novamente apresentada a baixo juntamente com a Tabela 6 onde se encontram os valores das constantes presentes em (4.3).

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{V_v} \quad (4.1)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_h \theta} - \frac{C_i}{\theta^3 + 1}} \quad (4.2)$$

$$C_p(\lambda, \theta) = C_a \left[\frac{C_b}{\lambda_i} - C_c \theta - C_d \theta^{C_e} - C_f \right] e^{\frac{-C_g}{\lambda_i}} \quad (4.3)$$

Tabela 6:Valores das constantes utilizadas no cálculo de C_p .

	C_p	C_a	C_b	C_c	C_d	C_e	C_f	C_g	C_h	C_i
Otimização de autoria própria	Geral turbina savonius	0,053	45,000	0,400	0,000	0,000	15,000	1,680	0,080	0,035

Para a microturbina Savonius, e segundo os valores encontrados na bibliografia, o coeficiente de potência não excede os 30% e tem normalmente o seu máximo para uma relação de velocidades de ponta entre os 0,4 e os 0,8. No entanto, a turbina deste estudo, devido ao seu formato e dimensões, consegue obter um C_p máximo para uma relação de velocidades de valor 1.

Na Figura 26 encontra-se representada a curva do coeficiente de potência em função da relação de velocidades, e ainda, o ponto de funcionamento da turbina para uma maior extração de potência do vento. Este ponto de funcionamento é inserido no controlador da turbina que tem como função manter a turbina a operar nesse ponto com um C_p máximo até ser atingida a velocidade nominal do sistema. Após velocidade nominal atingida o valor do C_p e da relação de velocidades é alterado de maneira a manter a turbina nas condições nominais. O ponto de funcionamento definido neste estudo foi o $C_p = 0.2978$ e um $\lambda = 1$.

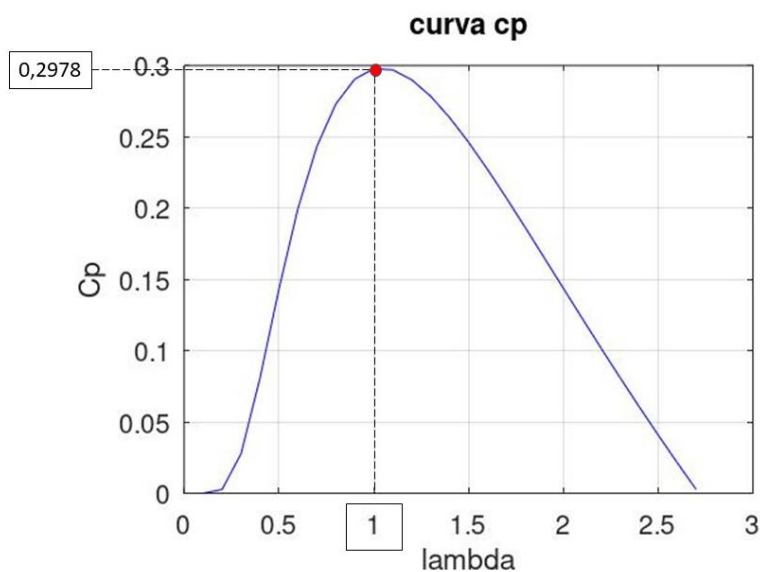


Figura 26: Curva de C_p

4.3 Modelo do Gerador Elétrico

4.3.1 Medição e estimação de parâmetros do gerador

As medições efetuadas como mencionado em 3.4.1, serviram para obter o valor das resistências e indutâncias do sistema. Os valores dessas medições encontram-se representados na Tabela 7.

Tabela 7: Valores das características do gerador cc.

Resistência de armadura [Ω]	81,50
Indutância de armadura [mH]	62,10
Resistência de campo [Ω]	615,00
Indutância de campo [mH]	123,40
Momento de inercia [$\text{Kg}\cdot\text{m}^2$]	0,01
Viscosidade [Ns/m^2]	0,10
Constante construtiva	1,036

A simulação da curva de magnetização do gerador encontra-se representada na Figura 27 e os valores utilizados na sua realização estão expostos na Tabela 8.

Tabela 8: Valores do ensaio laboratorial.

Curva de magnetização		
Velocidade do gerador [rpm]	Tensão induzida [V]	Corrente de campo [A]
300	0,91	0,00
300	3,40	0,04
300	4,47	0,09
300	5,54	0,11
300	8,04	0,20
300	14,05	0,31
300	16,40	0,38
300	19,08	0,46
300	21,78	0,54
300	22,32	0,57
300	24,40	0,63
300	28,90	0,77
300	33,91	0,95
300	38,25	1,14
300	39,90	1,21
300	41,04	1,30
300	42,03	1,37
300	43,10	1,44
300	44,33	1,60

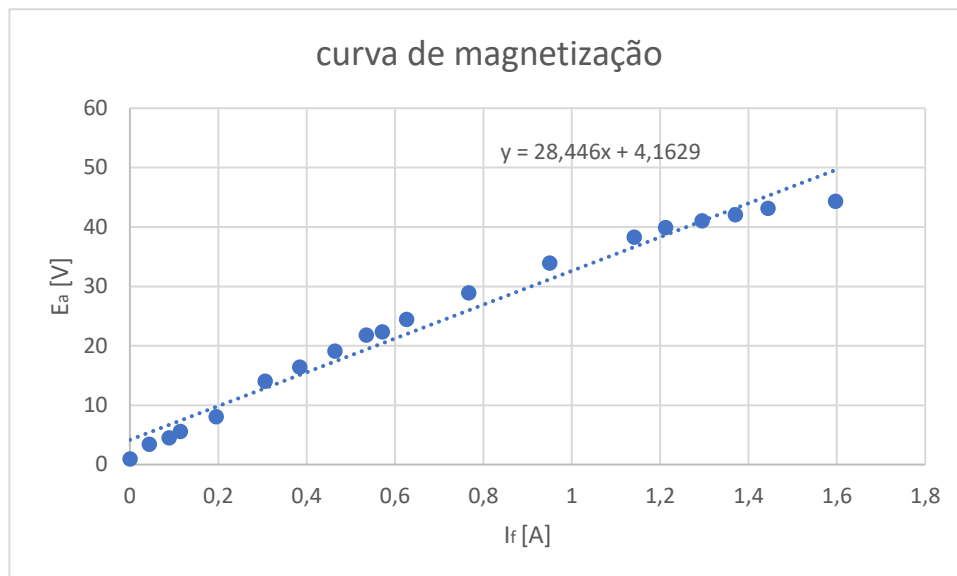


Figura 27: Curva de magnetização do gerador cc.

Na curva de magnetização a parte inicial tem uma parte mais retilínea com um determinado declive. No entanto, à medida que se vai incrementando a corrente de campo do gerador, a curva começa a curvar caminhando para a saturação. Assim, tornou-se necessário elaborar novo gráfico da curva de magnetização (Figura 28) utilizando apenas os valores da parte retilínea da curva.

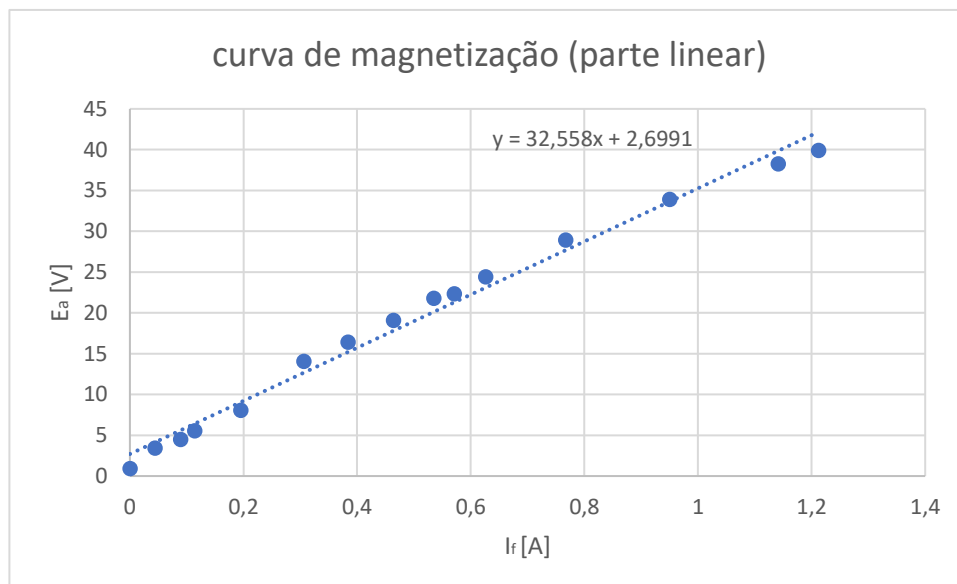


Figura 28: Curva de magnetização (parte linear) gerador cc.

Onde, através da regressão linear, se obteve a equação da reta com seu determinado declive. A equação é dada por:

$$Y = 32.558X + 2.6991 \quad (4.4)$$

logo, o retirasse o valor do declive (32,558) e, como em 3.4.1, faz-se a relação:

$$m = K \quad (4.5)$$

Com,

$$K_f = \frac{K}{\omega_r} \quad (4.6)$$

Substituindo os valores, obtém-se:

$$K_f = \frac{32.558}{300 \times \frac{2\pi}{60}} \quad (4.7)$$

$$K_f = 1.036 \quad (4.8)$$

No entanto, ao simular o modelo do gerador, chegou-se à conclusão de que o gerador já era obsoleto e com estas características não seria adequado para implementar numa turbina eólica. Dito isto, no modelo do gerador foi utilizado um gerador com características diferentes e apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9: Características gerador cc modelado.

Resistência de armadura [Ω]	1,00
Indutância de armadura [mH]	63,50
Resistência de campo [Ω]	110,00
Indutância de campo [mH]	123,40
Momento de inercia [Kgm ²]	0,01
Viscosidade [Ns/m ²]	0,10
Constante construtiva	5,85
Resistência de carga [Ω]	29,38

Onde a resistência de carga é o termoacumulador mencionado em 3.4.2.

4.4 Simulações do Sistema Global

Para as simulações do modelo de sistema de aerogerador de eixo vertical equipado com gerador cc, o valor da densidade do ar (ρ) é 1.225 kg/m² e foram feitos 3 tipos de simulação com condições de velocidade de vento diferentes:

- Velocidade de vento praticamente constante;
- Velocidade de vento variável para observação da curva de potência da microturbina;
- Velocidade de vento variável para simulação do funcionamento da microturbina em situação de condições de vento semelhantes às reais;

Velocidade de vento praticamente constante:

No caso da simulação para velocidade de vento praticamente constante utilizou-se a velocidade de vento média no valor nominal da microturbina, os 13 m/s e 2s de tempo de simulação. Os resultados obtidos podem ser observados na Figura 29, Figura 30, Figura 32 e Figura 31.

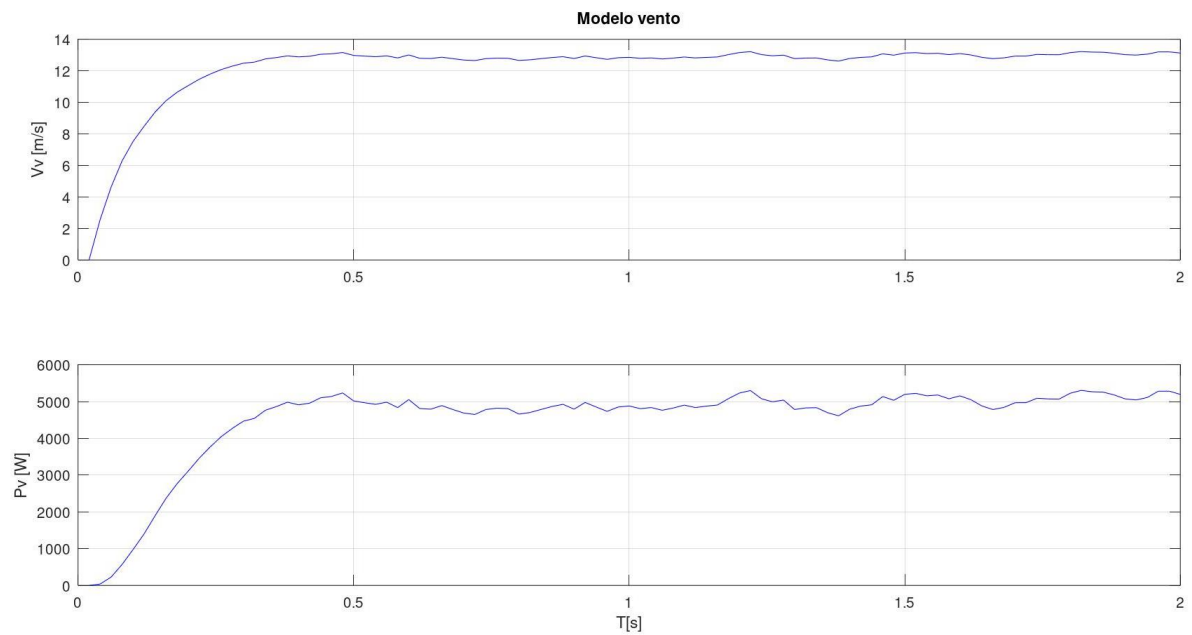


Figura 30: Velocidade e potência disponível do vento, 13 m/s.

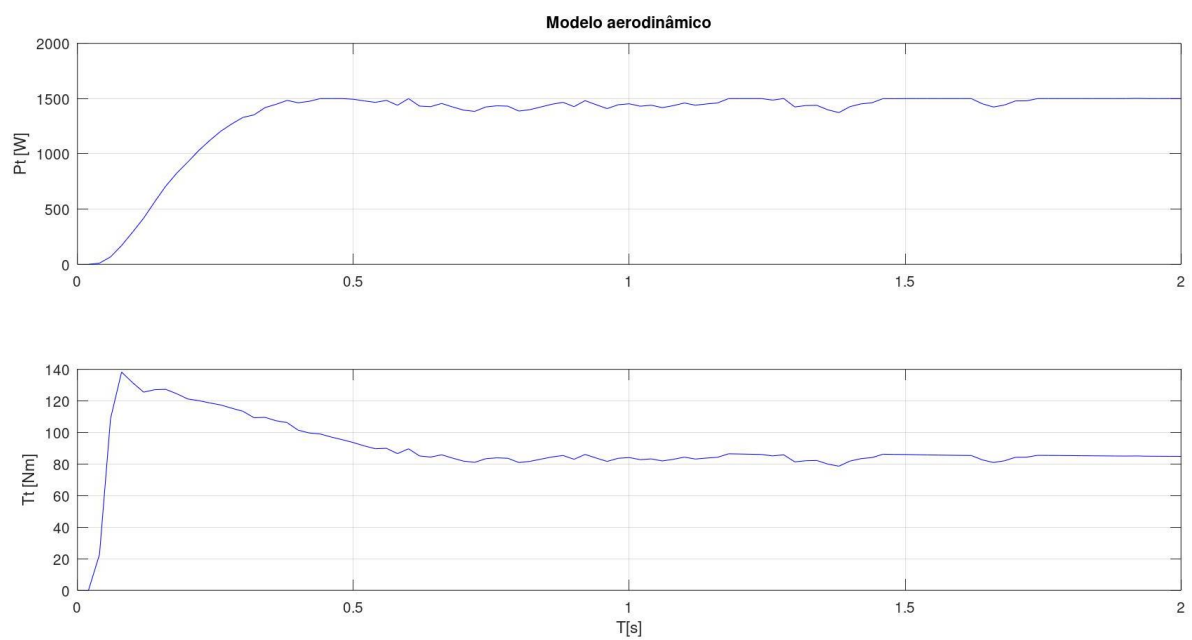


Figura 29: Potência e binário mecânico gerado pela microturbina, 13 m/s.

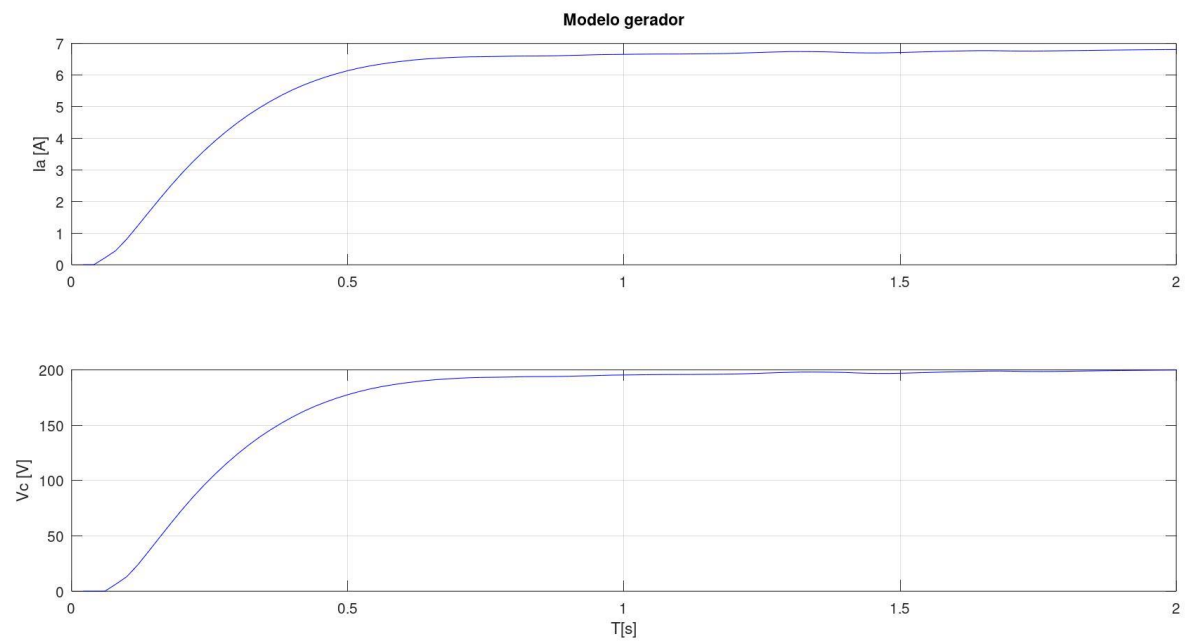


Figura 32: Tensão e corrente entregue à carga, 13 m/s.

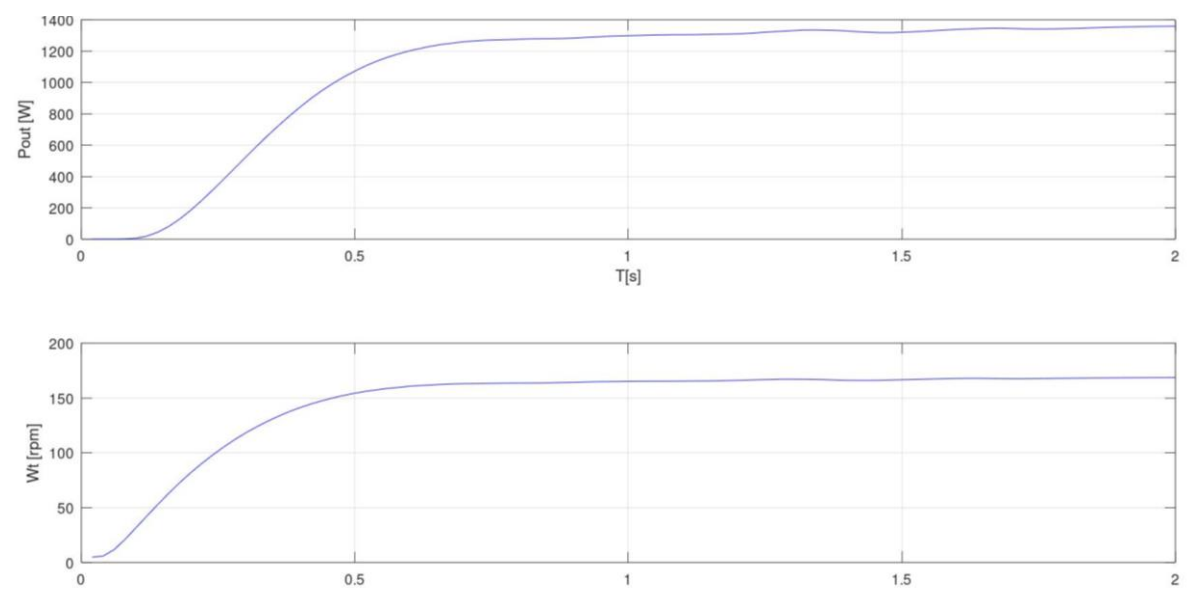


Figura 31: Potência entregue à carga e velocidade de rotação do gerador, 13 m/s.

Na Figura 29, Figura 30, Figura 31 e Figura 32, podemos observar o comportamento nominal da microturbina eólica.

O modelo apresenta valores coerentes com a teoria onde se pode observar um binário inicial elevado no arranque da microturbina e uma estabilização posterior quando a velocidade do vento tende para um valor mais constante.

A potência mecânica evolui de forma semelhante à potência disponível pelo vento, porém com valores menores devido à capacidade limitada de extração de potência por parte da microturbina, o valor do C_p .

As evoluções da tensão, corrente e potência do gerador cc, representadas na Figura 31 e Figura 32, possuem um formato coerente com a teoria, atingindo valores na casa do desejado. O gerador possui um rendimento no funcionamento nominal de cerca de 89/90%.

A velocidade de rotação do conjunto turbina/gerador também apresenta um gráfico coerente onde se observa uma evolução suave da velocidade até à sua estabilização.

Na Tabela 10 estão representados os valores máximos e médios atingidos por cada variável.

Tabela 10: Valores médios e máximos de simulação do modelo, 13 m/s.

Modelo microturbina Savonius		
Variável	Valor máximo	Valor médio
Velocidade do vento [m/s]	13,22	12,29
Potência disponível [W]	5302,90	4545,70
Potência mecânica microturbina [W]	1501,90	1342,60
Binário mecânico microturbina [Nm]	138,23	89,64
Corrente de armadura [A]	6,81	5,87
Tensão na carga [V]	199,89	170,47
Potência entregue à carga [W]	1360,00	1087,50
Velocidade de rotação turbina/gerador [rpm]	168,80	147,47

Velocidade de vento variável para observação da curva de potência:

Na simulação para observação da curva de potência da microturbina, onde a velocidade do vento medio varia entre 2 e 27 m/s, obteve-se os seguintes resultados:

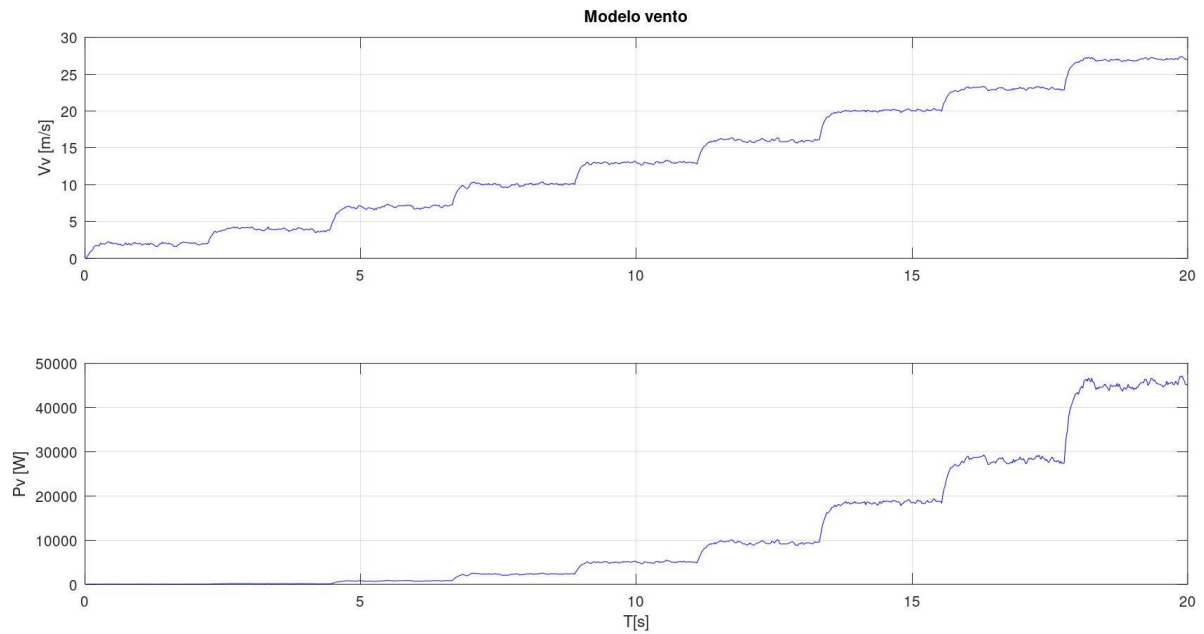
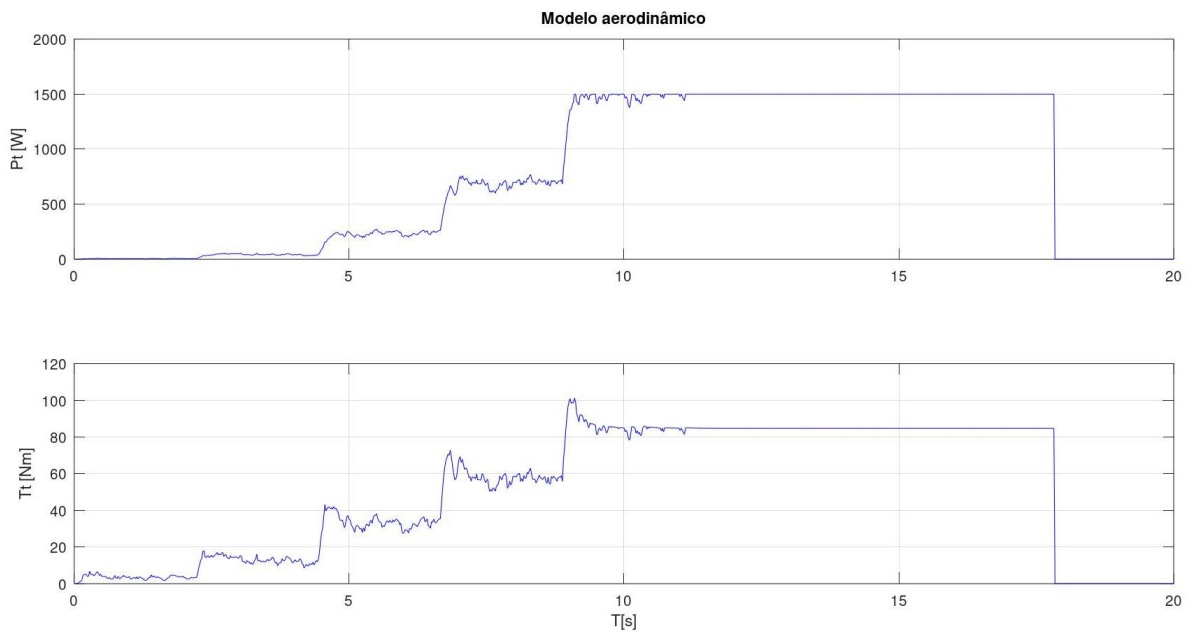


Figura 33: Velocidade e potência disponível de vento para vento crescente, [2 ; 27] m/s.



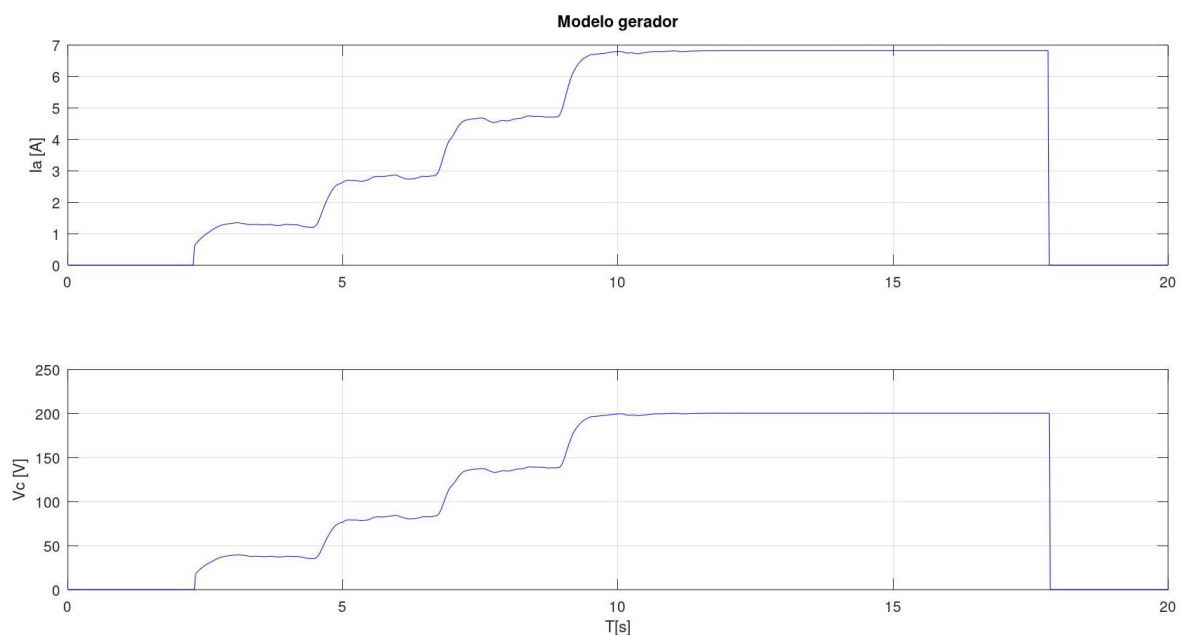


Figura 36: Tensão e corrente entregue à carga, vento crescente.

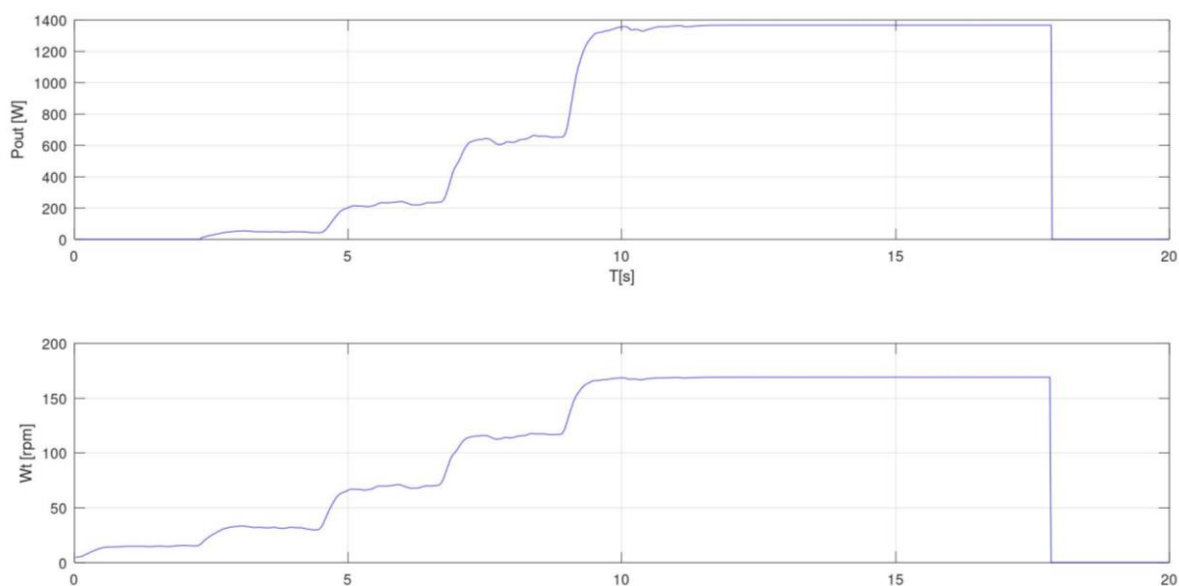


Figura 35: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, vento crescente.

Na Figura 33, pode observar-se que o gráfico de evolução da velocidade e potência do vento tem um comportamento algo invulgar pois o vento não tem uma progressão em degrau. No entanto isso deve-se à forma como foi desenvolvido o código do modelo de vento onde o incremento da velocidade é gerado através da repartição do tempo de simulação e atribuição de um valor de velocidade de vento para cada repartição

A Figura 34, apresenta o gráfico da evolução da potência e binário mecânico. Este gráfico e praticamente todos os gráficos para simulações feitas com velocidade do vento variável terão uma forma em degrau pois as variáveis presentes nos gráficos dependem da velocidade do vento direta ou indiretamente e isso provoca sempre este efeito degrau. No entanto, os valores obtidos encontram-se dentro do esperado sendo possível a observação das 4 regiões de funcionamento da microturbina.

Dos 0 s aos 2,2 s de simulação, verifica-se que a microturbina se encontra a operar na região A, mencionada em 2.4.1, onde a velocidade do vento é inferior a velocidade mínima do vento. Assim a microturbina encontra-se fora de funcionamento devido a não gerar qualquer binário. Apesar de se observar na Figura 35, alguma velocidade de rotação e binário, isto deve-se ao facto de na modelação do programa ter sido necessário inicializar a variável da velocidade angular com um valor mínimo de maneira ao programa evoluir a partir dali.

Dos 2,2 s aos 11,1 s de simulação, a turbina entra em funcionamento e pode analisar-se que o binário, sofre picos que são gerados devido à evolução em degrau a que o binário está sujeito. Quanto à potência mecânica gerada pela turbina, observa-se que tem um crescimento constante devido à implementação de condições que simulam o comportamento do sistema com controlador, mantendo uma relação de velocidades ótima no ponto de C_p máximo. Ou seja, a microturbina encontra-se a funcionar na região B. O gerador, acompanha a evolução do binário da turbina e tem um crescimento muito semelhante ao da potência mecânica da turbina.

Quando a simulação entra no intervalo dos 11,1 s aos 17,8 s, verifica-se que entramos na região C de funcionamento, onde a turbina e o gerador passam a funcionar à potência nominal e, através das condições impostas para simular o comportamento do sistema com controlador, controla-se a velocidade de rotação por meio da alteração da relação de velocidades e consequentemente diminuição do C_p por forma a manter a turbina e o gerador nas condições nominais de funcionamento.

Por fim, dos 17,8 s aos 20 s, a velocidade do vento atinge valores superiores aos suportados pela microturbina entrando assim na região D de funcionamento, onde ocorre a travagem e saída de funcionamento da microturbina.

A Tabela 11 apresenta os valores médios e máximos atingidos pelas variáveis:

Tabela 11: Valores médios e máximos de simulação do modelo para vento crescente.

Modelo microturbina Savonius		
Variável	Valor máximo	Valor médio
Velocidade do vento [m/s]	27,38	13,46
Potência disponível [W]	47135,00	12007,00
Potência mecânica microturbina [W]	1501,70	770,30
Binário mecânico microturbina [Nm]	101,16	50,01
Corrente de armadura [A]	6,82	3,93
Tensão na carga [V]	200,44	115,51
Potência entregue à carga [W]	1367,00	692,31
Velocidade de rotação turbina/gerador [rpm]	169,16	99,20

Velocidade de vento variável para simulação do funcionamento da microturbina em situação de condições de vento semelhantes às de um dia:

Janeiro:

Janeiro é dos meses do ano onde existe menor ocorrência ventos, como se pode observar em 0, tornando-se assim num dos piores meses para produção de energia eólica. O dia a simular em janeiro foi o pior dia do ano de 2022 em termos de velocidade de vento e simulou-se para mostrar o pior cenário, que no caso, será a não produção de eletricidade em dias de velocidade de vento semelhante.

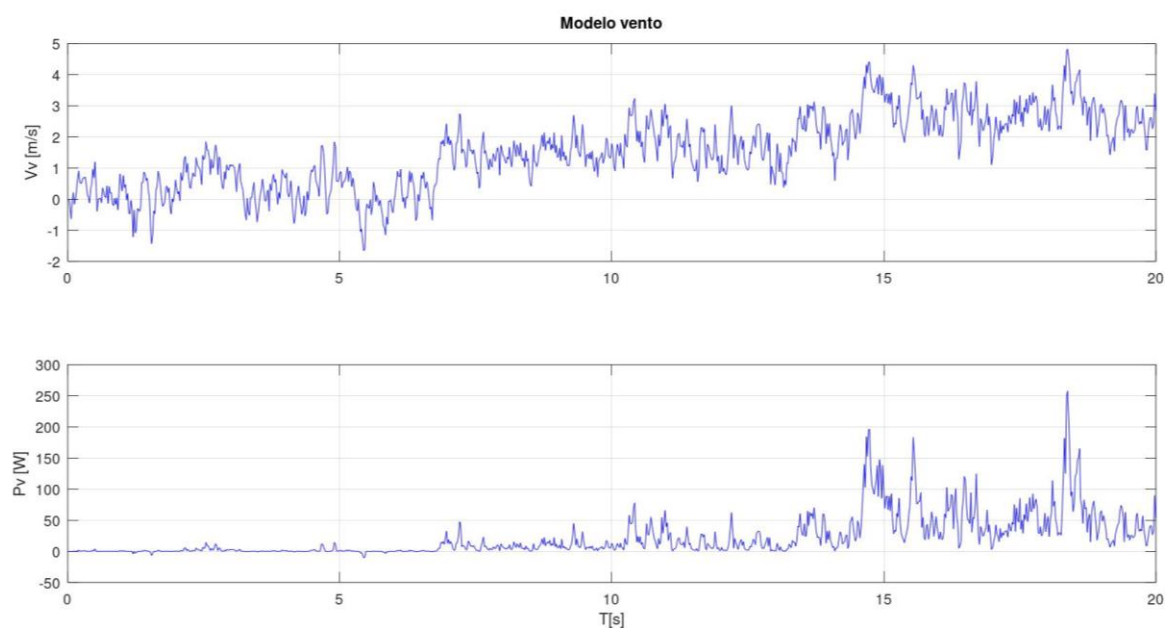


Figura 37: Velocidade e potência disponível de vento, janeiro.

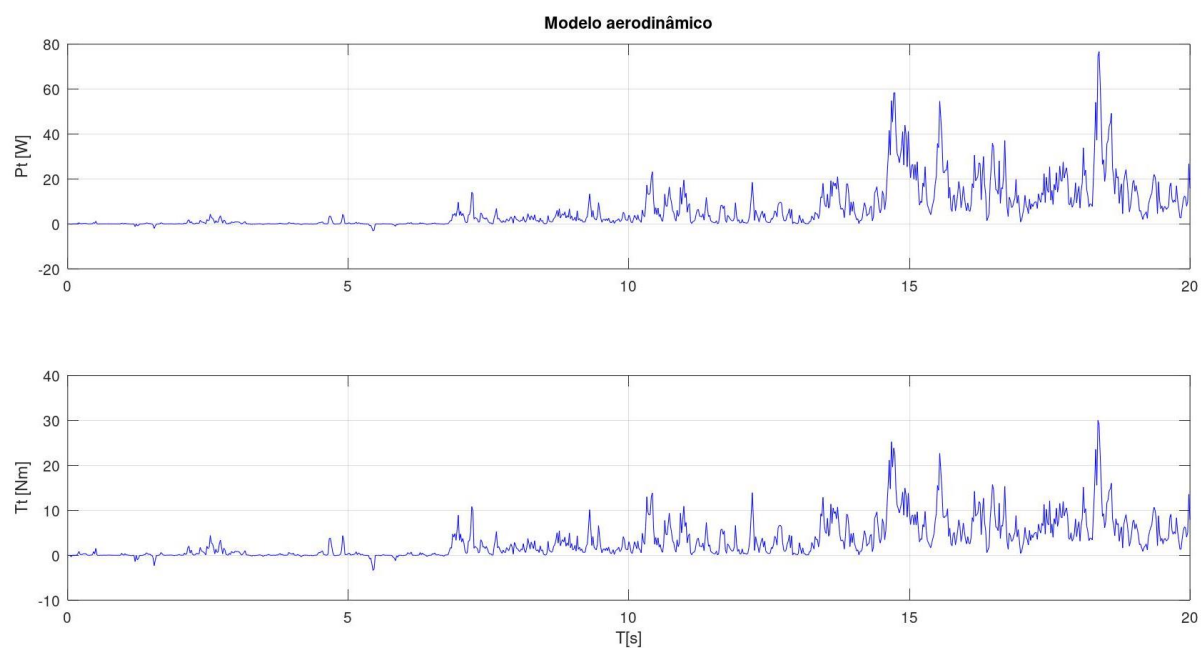


Figura 39: Potência e binário gerados pela microturbina, janeiro.

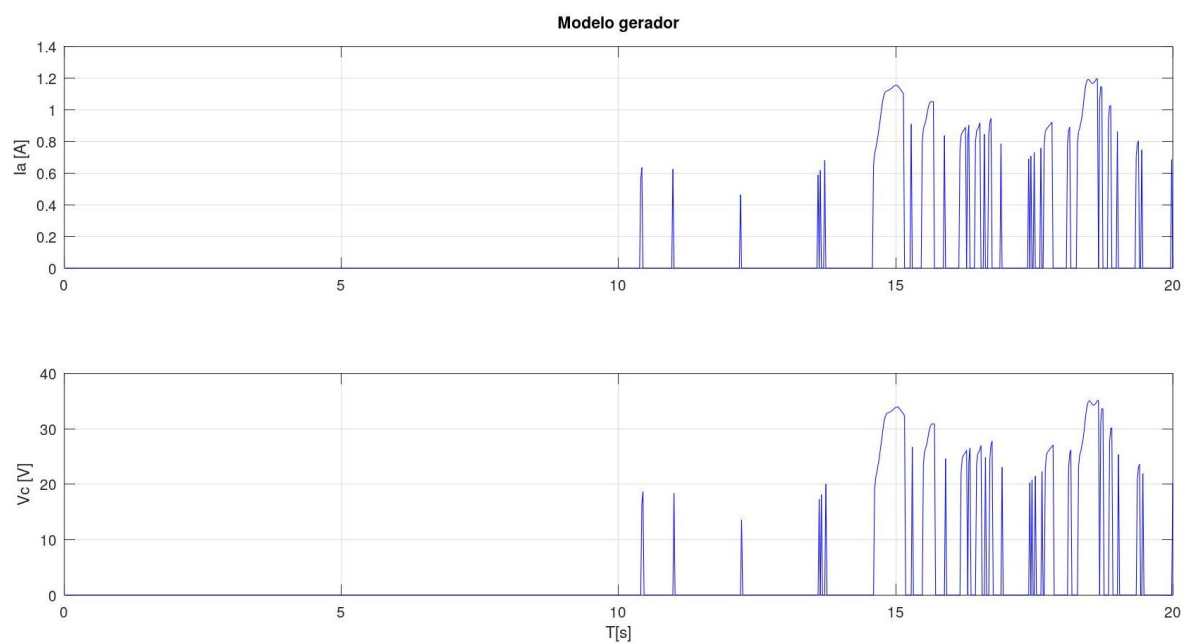


Figura 38: : Tensão e corrente entregue à carga, janeiro.

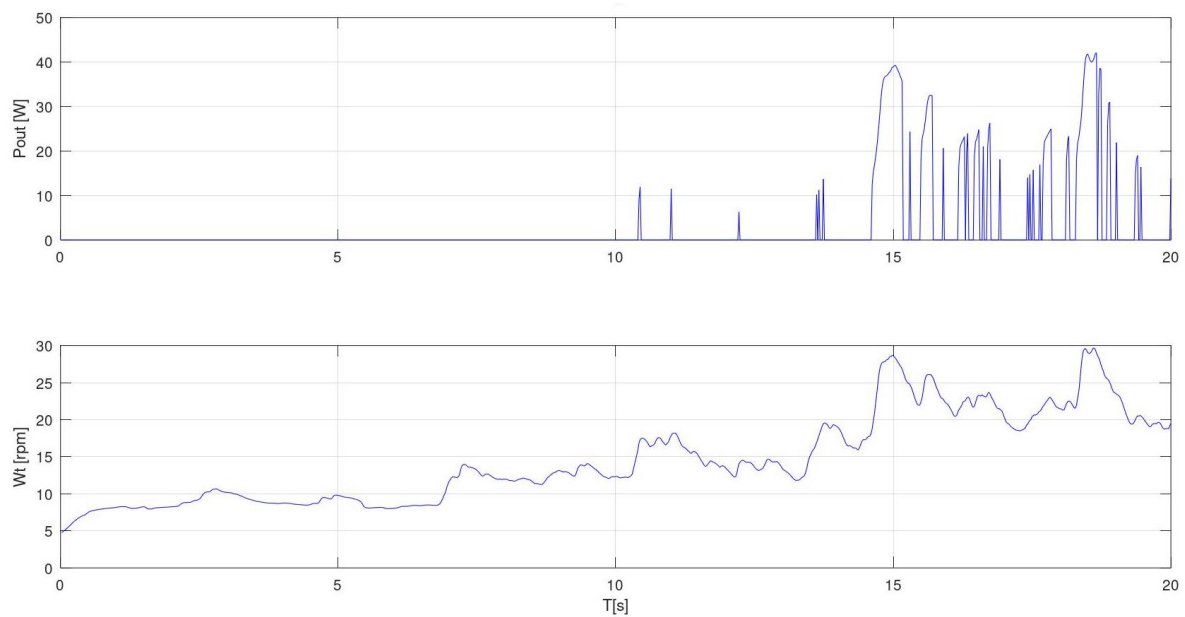


Figura 40: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, janeiro.

Como se pode observar na Figura 37, Figura 38, Figura 39 e Figura 40, o pior cenário é a não produção, ou praticamente nenhuma, de qualquer binário ou potência mecânica e por sua vez potência elétrica.

A Tabela 12 apresenta os valores médios e máximos atingidos pelas variáveis:

Tabela 12: Valores médios e máximos de simulação do modelo, janeiro.

Modelo microturbina Savonius		
Variável	Valor máximo	Valor médio
Velocidade do vento [m/s]	4,82	1,52
Potência disponível [W]	257,66	22,61
Potência mecânica microturbina [W]	76,73	6,73
Binário mecânico microturbina [Nm]	30,01	3,25
Corrente de armadura [A]	1,20	0,11
Tensão na carga [V]	35,15	3,09
Potência entregue à carga [W]	42,05	3,00
Velocidade de rotação turbina/gerador [rpm]	29,67	14,56

Abril:

Abril, ao contrário de janeiro, foi no ano de 2022 dos meses mais fortes em termos de velocidade do vento e consequente produção eólica. O dia escolhido foi o dia de maior velocidade de vento no ano de 2022, logo este seria o melhor cenário ao longo do ano inteiro de 2022.

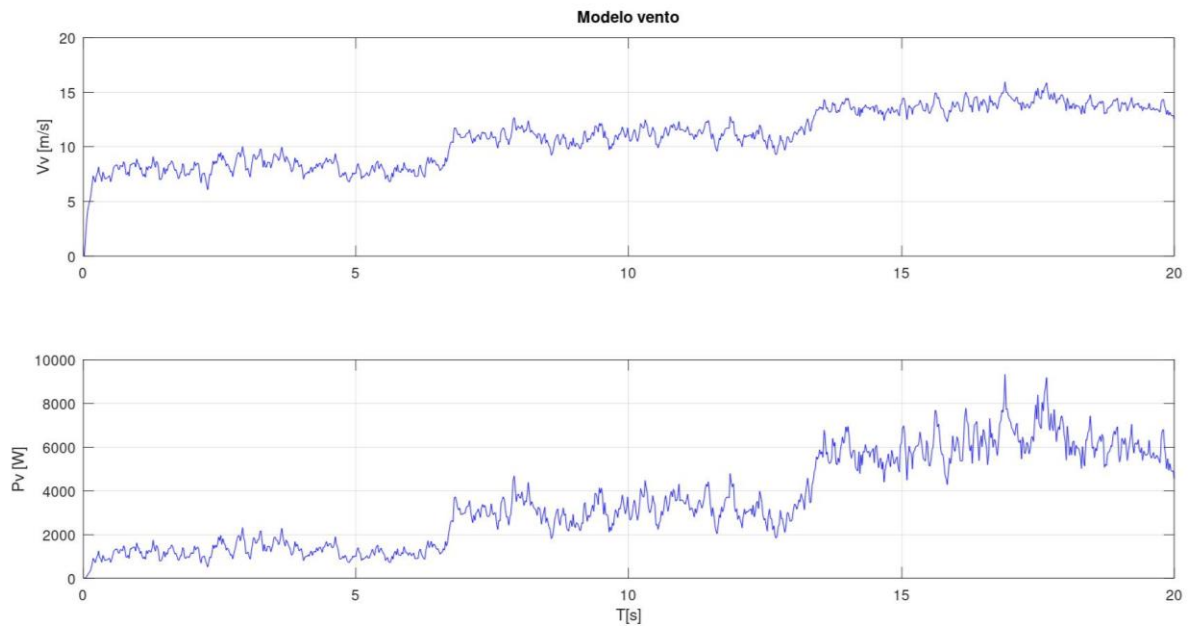


Figura 42: Velocidade e potência disponível de vento, abril.

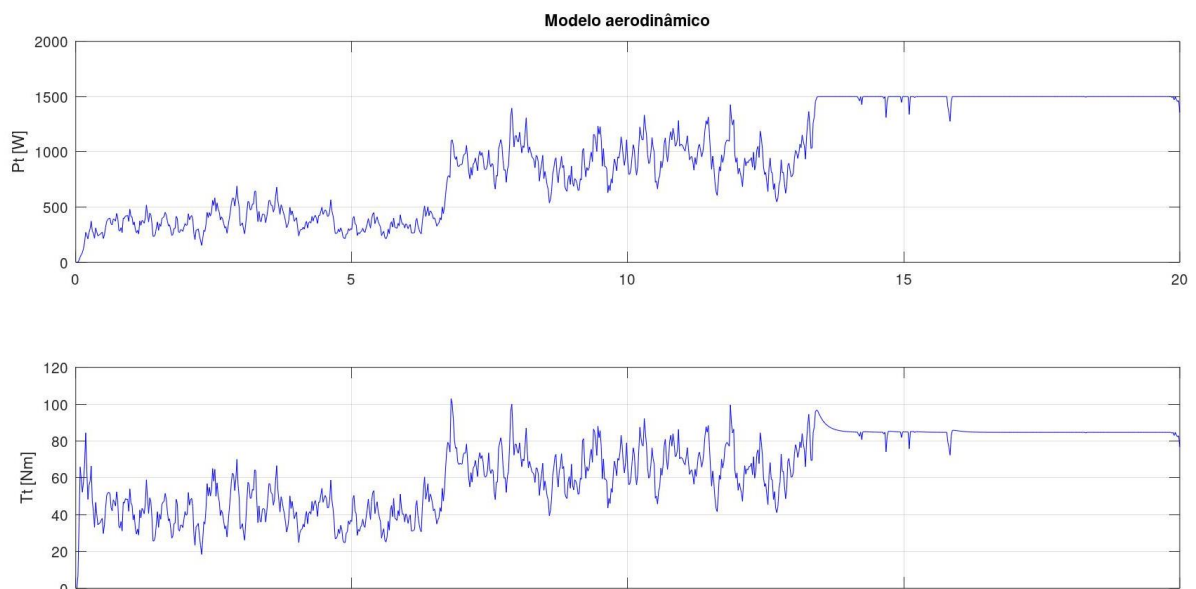


Figura 41: Potência e binário gerados pela microturbina, abril.

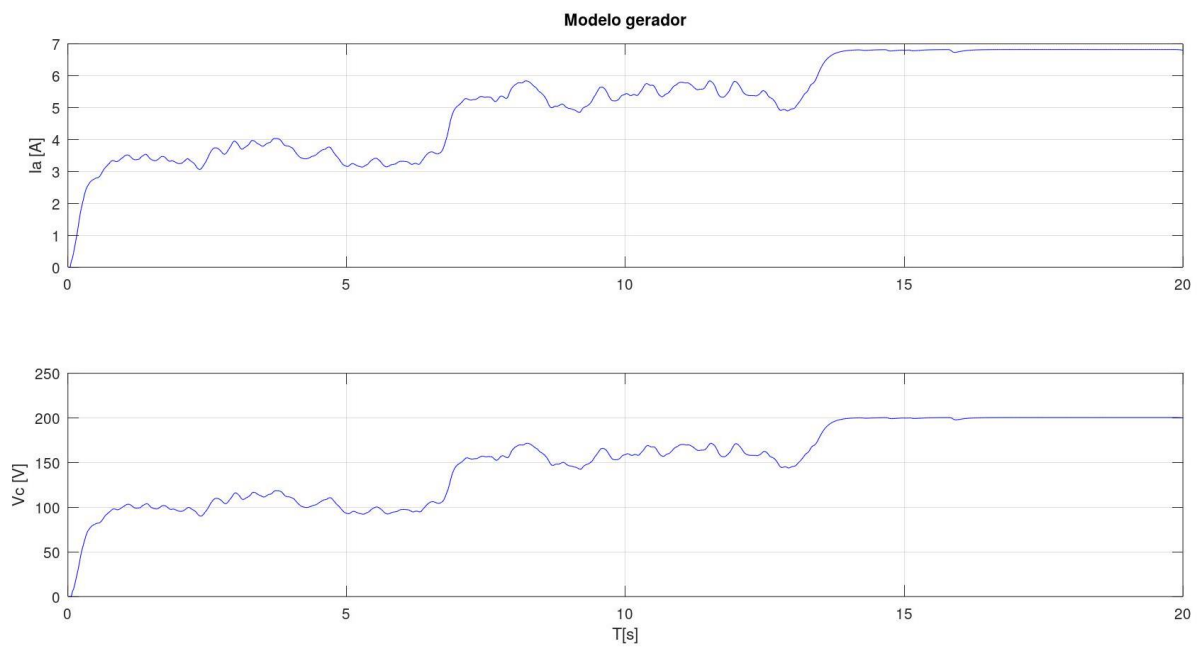


Figura 44: Tensão e corrente entregue à carga, abril.

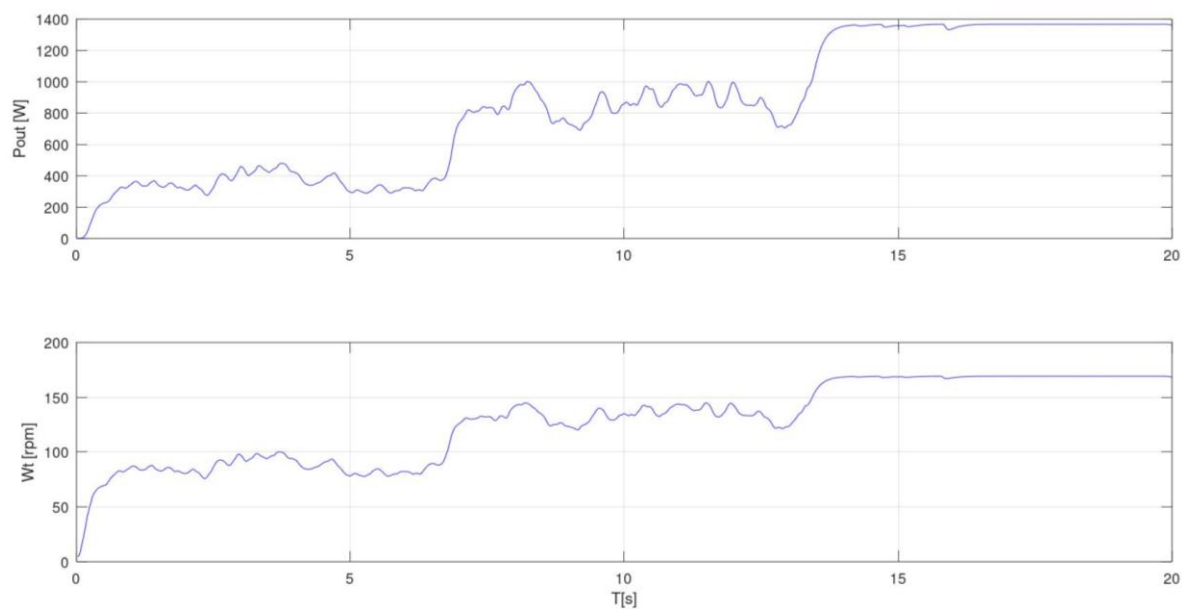


Figura 43: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, abril.

Os gráficos de binário e potência obtidos para o melhor dia de velocidade de vento do ano de 2022, encontram-se representados na Figura 41 e demonstram o potencial de produção da microturbina. Pode verificar-se que a microturbina tem uma produção nominal no último terço da simulação. Fazendo uma associação desta simulação de 20s para 24h que contém um dia. Assumindo as mesmas produções, temos que no melhor cenário de produção no ano de 2022 a microturbina produz cerca de um terço do dia à potência nominal.

Os resultados do gerador cc são igualmente satisfatórios pois pode-se observar que cerca de 2/3 da simulação, o gerador encontra-se a produzir 800 W ou mais, com pelo menos 5A. No caso em questão, onde o sistema se encontra a alimentar um termoacumulador diretamente, pode-se dizer que grande parte do consumo deste, será suprimido pelo fornecimento de energia gerado pelo aerogerador.

Os valores médios e máximos de cada variável encontram-se representados na Tabela 13.

Tabela 13: Valores médios e máximos de simulação do modelo, abril.

Modelo microturbina Savonius		
Variável	Valor máximo	Valor médio
Velocidade do vento [m/s]	15,96	10,95
Potência disponível [W]	9331,80	3479,50
Potência mecânica microturbina [W]	1500,00	929,98
Binário mecânico microturbina [Nm]	102,97	64,71
Corrente de armadura [A]	6,82	5,15
Tensão na carga [V]	200,44	151,20
Potência entregue à carga [W]	1367,40	842,41
Velocidade de rotação turbina/gerador [rpm]	169,16	127,97

Agosto:

Simulados os extremos em termos de velocidade do vento (janeiro e abril), torna-se importante a simulação para tipos de velocidades de vento diárias mais frequentes. Assim, a simulação de agosto, como a de novembro que será apresentada em seguida, representam simulações mais coerentes com a maioria dos dias de produção da microturbina. A simulação de agosto encontra-se representada nas Figura 45, Figura 46, Figura 47 e Figura 48.

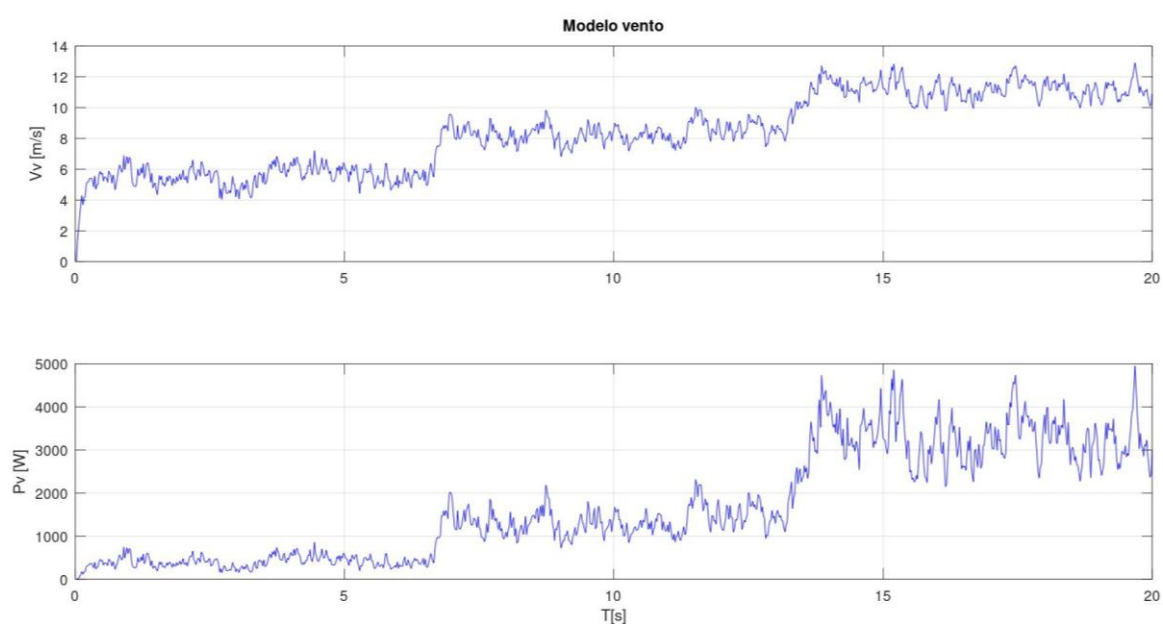


Figura 45: Velocidade e potência disponível de vento, agosto.

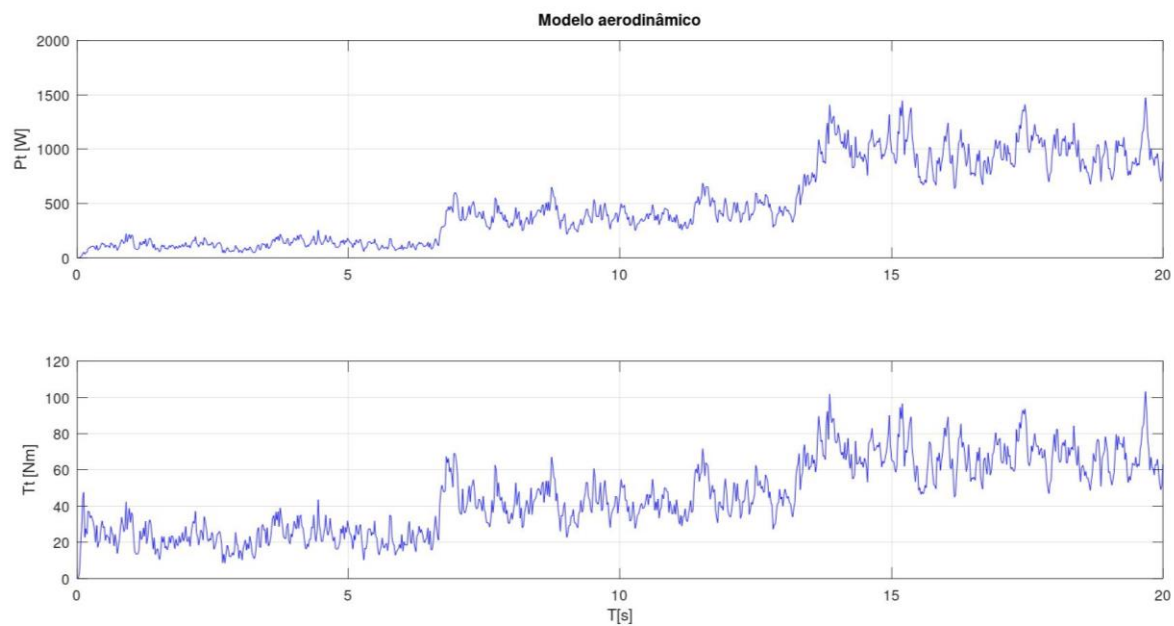


Figura 47: Potência e binário gerados pela microturbina, agosto.

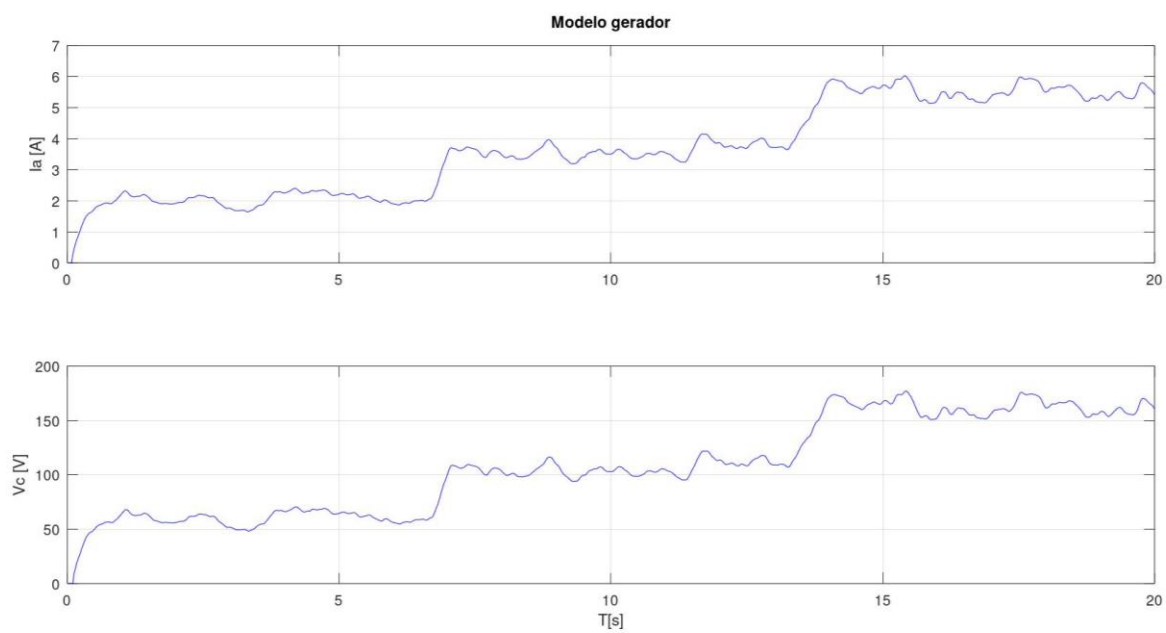


Figura 46: Tensão e corrente entregue à carga, agosto.

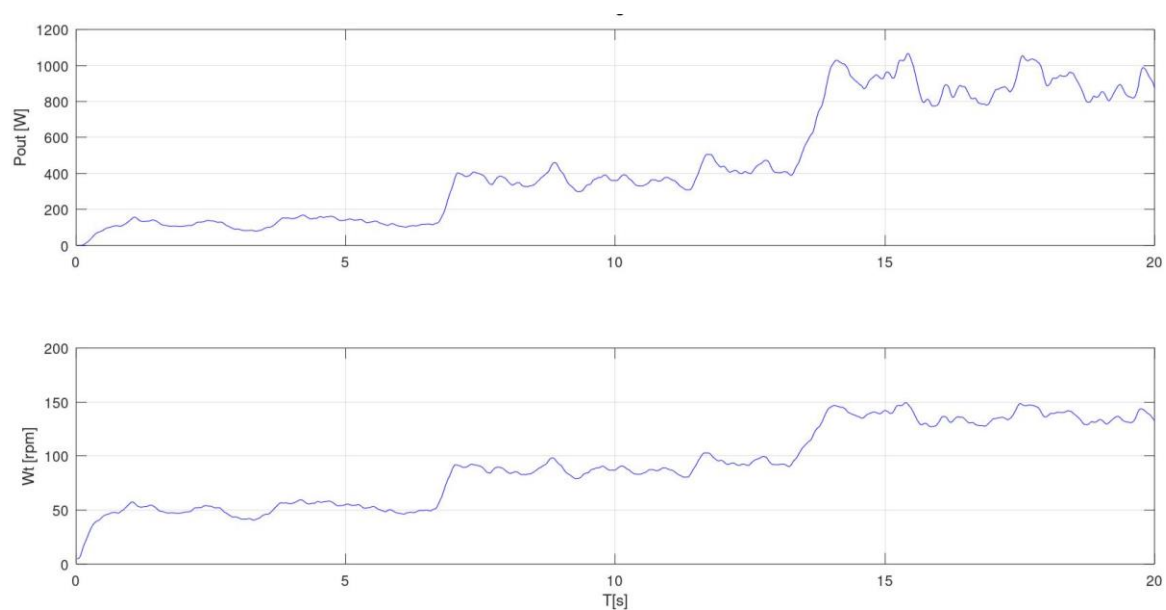


Figura 48: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, agosto.

A simulação demonstrou que para dias com velocidades de vento mais comuns e frequentes de existir ao longo do ano, a microturbina tem uma produção próxima da potência nominal em cerca de 1/3 da simulação o que demonstra um bom potencial de produção para este tipo de microturbina, tornando-a numa boa ferramenta na ajuda à descentralização elétrica, devido a ser um investimento mais económico e com bons resultados de produção podendo competir ou conciliar-se com uma produção através de painéis fotovoltaicos.

Os valores médios e máximos de cada variável encontram-se representados na Tabela 14.

Tabela 14: Valores médios e máximos de simulação do modelo, agosto.

Modelo microturbina Savonius		
Variável	Valor máximo	Valor médio
Velocidade do vento [m/s]	12,92	8,34
Potência disponível [W]	4949,20	1669,30
Potência mecânica microturbina [W]	1473,80	497,09
Binário mecânico microturbina [Nm]	103,20	45,03
Corrente de armadura [A]	6,03	3,67
Tensão na carga [V]	177,04	107,60
Potência entregue à carga [W]	1066,80	457,60
Velocidade de rotação turbina/gerador [rpm]	149,48	91,11

Novembro:

Como referido na simulação anterior, a simulação de novembro, tal como em agosto, tem como finalidade a simulação da microturbina em condições de velocidade de vento mais comuns ao longo do ano. No entanto, agosto pode ser considerado um dia com velocidades mais comuns, mas com valores superiores aos de novembro. Ou seja, a simulação de agosto é uma média alta do comum ao longo do ano. Enquanto novembro é uma média baixa.

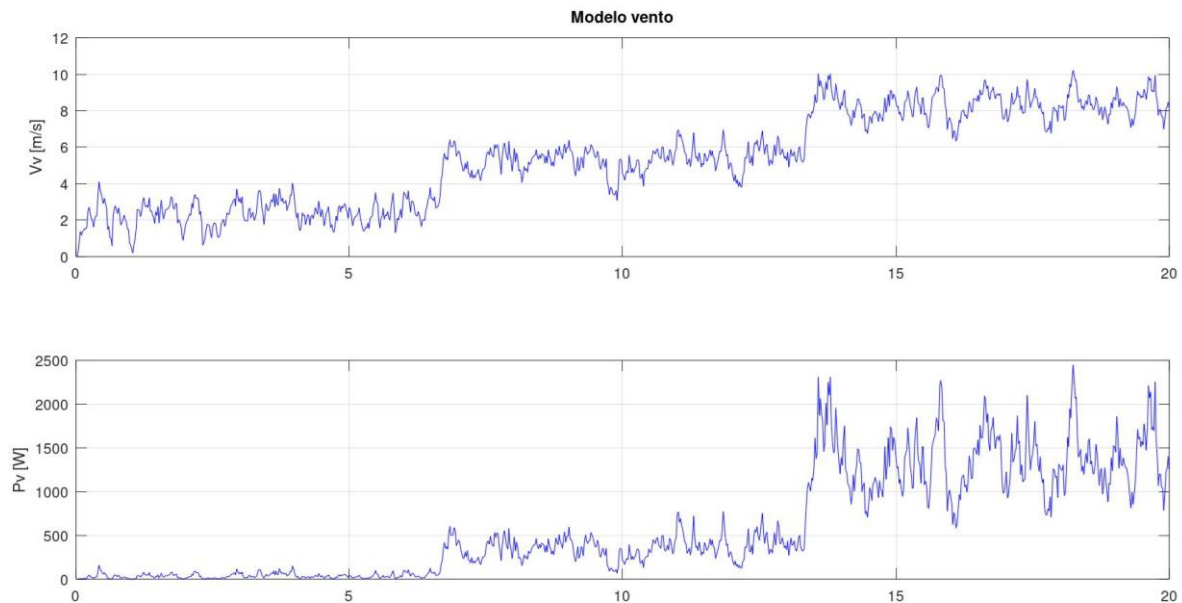


Figura 49: Velocidade e potência disponível de vento, novembro.

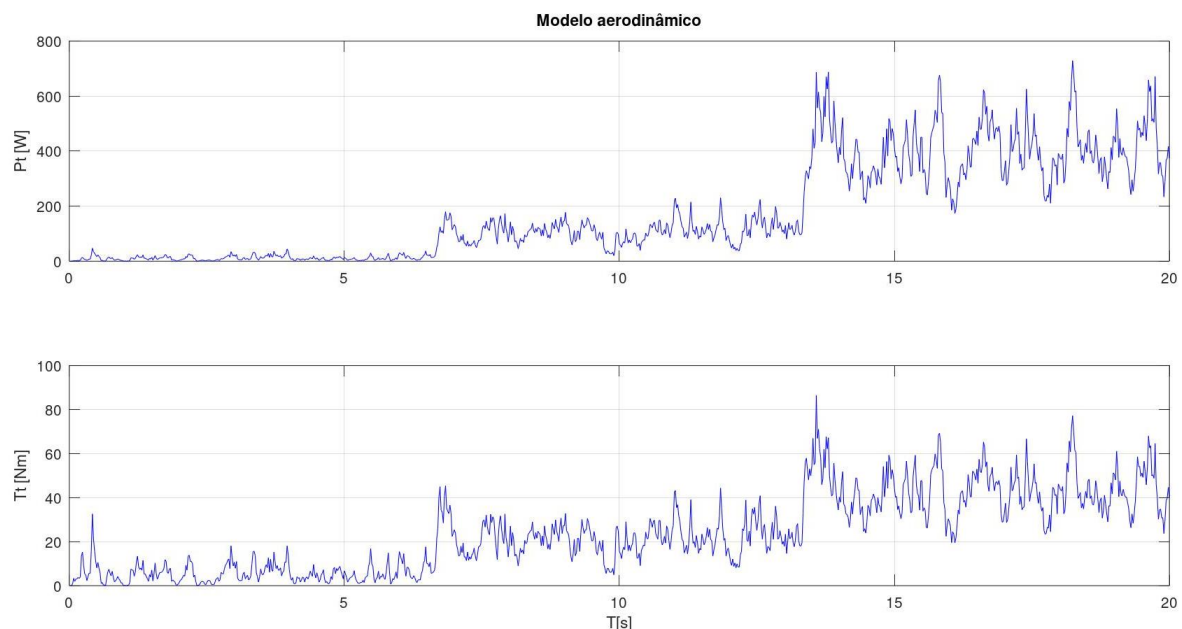


Figura 50: Potência e binário gerados pela microturbina, novembro.

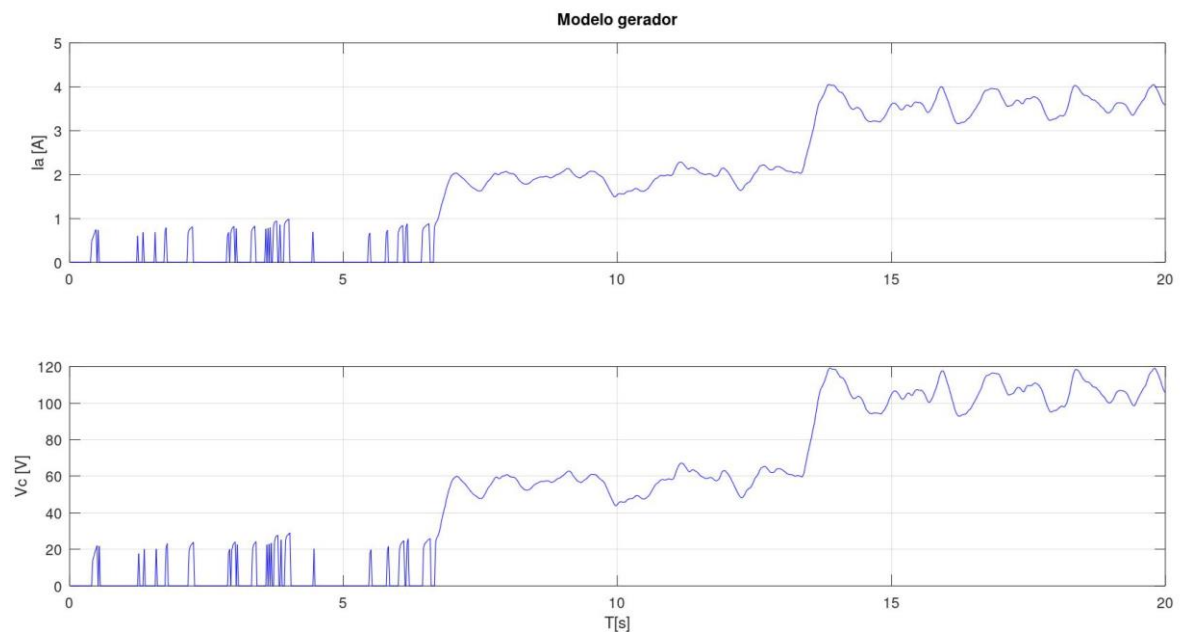


Figura 52: Tensão e corrente entregue à carga, novembro.

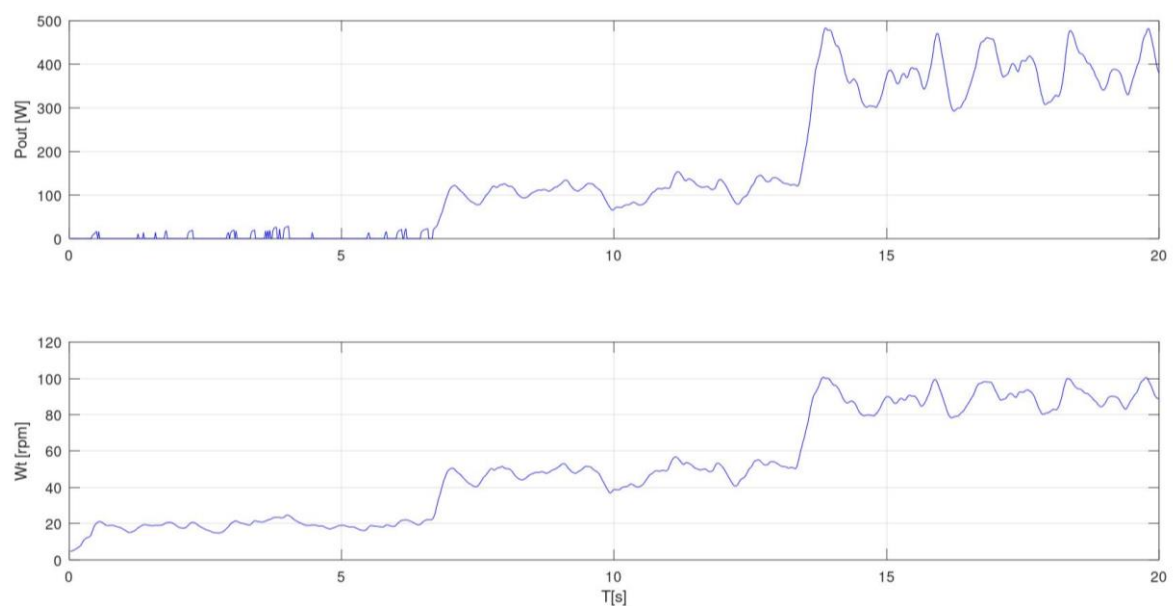


Figura 51: Velocidade de rotação e potência entregue à carga, novembro.

As simulações para estas condições tornam-se um pouco desanimadoras uma vez que se tem cerca de 1/3 da simulação com muito pouca produção de binário ou potência, como se pode observar na Figura 50 e Figura 51. No entanto, o restante do tempo de simulação a turbina tem a capacidade de produzir alguma potência chegando até a atingir cerca de metade do valor nominal.

Os valores médios e máximos de cada variável encontram-se representados na Tabela 15.

Tabela 15: Valores médios e máximos de simulação do modelo, novembro.

Modelo microturbina Savonius		
Variável	Valor máximo	Valor médio
Velocidade do vento [m/s]	10,22	5,33
Potência disponível [W]	2448,00	584,37
Potência mecânica microturbina [W]	728,96	174,02
Binário mecânico microturbina [Nm]	86,43	23,66
Corrente de armadura [A]	4,06	1,87
Tensão na carga [V]	119,90	54,95
Potência entregue à carga [W]	483,54	162,69
Velocidade de rotação turbina/gerador [rpm]	100.63	51.60

5

CONCLUSÕES

Neste capítulo são apresentadas as conclusões relativas à realização do presente estudo, e ainda uma sugestão para trabalhos futuros. São comentadas as abordagens utilizadas nas medições e simulações feitas em laboratório. Analisa-se também a otimização efetuada à curva do C_p e a modelação do sistema em si, comentando e concluindo no que respeita aos resultados obtidos.

5.1 Conclusões

Primeiramente, a dissertação, tinha o tema de "modelação, simulação e ensaio de um sistema eólico de eixo vertical", onde seria adquirida uma turbina eólica Savonius que seria montada e ensaiada juntamente com uma estação meteorológica, de modo a adquirir-se dados de produção e velocidade de vento. Que, através de redes neuronais e dos dados reais de produção, efetuar-se-ia a modelação do sistema. No entanto, e devido à falta de existência de produtores deste tipo de turbinas em Portugal, foi necessário efetuar-se uma mudança de tema para uma modelação que não dependesse da turbina física e seus dados de produção. Essa mudança obrigou à execução de nova revisão bibliográfica, o que limitou parte do tempo de execução da presente dissertação, que passou a ser uma modelação baseada apenas nas equações de funcionamento da turbina eólica e do gerador de corrente contínua.

Ao realizar a revisão bibliográfica notou-se que ainda existem poucos estudos referentes à modelação para estimação de produção de energia elétrica para turbinas Savonius, demonstrando a importância deste tipo de estudos para estas turbinas, visto a sua evolução e crescimento atual.

Relativamente às medições e ensaios efetuados ao gerador no laboratório da faculdade, os objetivos foram concluídos. apesar de se ter verificado que o gerador era obsoleto e ter-se utilizado um gerador com características diferentes na modelação do sistema. No entanto permitiu ver experimentalmente a curva de magnetização do gerador para obtenção de parâmetros construtivos da máquina.

A otimização da curva de coeficiente de potência ao tipo de turbina a modelar teve um papel fundamental na veracidade dos resultados obtidos. A aproximação geral, apresentada em 3.3.2, gerou uma curva de C_p que não era coerente com a microturbina Savonius, pois a curva gerada tinha uma relação de velocidades de ponta muito superior às possíveis de atingir com a microturbina Savonius modelada neste estudo.

As simulações efetuadas ao sistema cumpriram a sua finalidade, tendo sido possível analisar o funcionamento da microturbina em condições nominais e em condições semelhantes às de um dia normal. Foi ainda observada a curva de potência da mesma e as suas regiões de funcionamento. No que concerne aos objetivos, estes foram cumpridos chegando-se à conclusão de que este tipo de microturbinas tem um bom potencial de produção e que a sua inclusão em meio urbano se torna mais acessível e vantajosa em relação a uma microturbina de eixo horizontal. Isto deve-se ao facto da microturbina Savonius, conforme mencionado em 2.2, aceitar ventos de qualquer direção, ser menos ruidosa e ainda ter um custo mais acessível tanto ao adquirir o material como na sua manutenção.

Na produção de eletricidade por parte do sistema verificaram-se que, no caso da turbina em questão, teve uma produção bastante aceitável, obtendo, para um dia ventoso, valores médios e máximos de 842,41 W e 1367.4 W respetivamente, com um rendimento do gerador cc de 89/90%. Para dias mais comuns como em agosto ou novembro, a produção é menor, principalmente se olharmos para o valor medio porque nestes dias é muito frequente existir períodos onde o vento não tem praticamente velocidade e outros períodos onde já existe uma velocidade de vento aceitável. Por exemplo, valores máximos e médios, para agosto, são 1066.8 W e 457.6 W com um rendimento de cerca de 72%. Ou seja, houve períodos do dia em que a turbina esteve a produzir 1066.8W de potência.

Atendendo aos resultados obtidos ao longo de todo o estudo, conclui-se que as microturbinas de eixo vertical têm realmente um bom potencial com a capacidade de num futuro ter um papel importante na ajuda da descentralização seja através da utilização em meio urbano como as coberturas de edifícios ou como opção alternativa aos painéis fotovoltaicos em zonas de sombreamento. Ou mesmo a funcionar como sistema híbrido fotovoltaico-eólico como forma de ajudar a suprimir os consumos durante a noite quando os painéis fotovoltaicos estão sem produção.

5.2 Sugestões de Trabalhos Futuros

A presente dissertação poderá servir de referência para estudos futuros que visem uma melhoria na capacidade de produção e previsão de produção elétrica por parte deste tipo de sistemas de eixo vertical.

Algumas sugestões para trabalho futuro são as seguintes:

- Implementação de sistema de controlo e de eletrónica de potência, de maneira a melhorar o desempenho global do sistema;
- Realização de estudo económico-financeiro para análise de viabilidade deste tipo de sistemas;
- Realizar um estudo comparativo de uma microturbina de eixo horizontal relativamente à microturbina de eixo vertical do presente estudo, em condições semelhantes de funcionamento;
- Implementar um sistema real com base no modelo apresentado no presente estudo, de modo a validar experimentalmente o modelo proposto.

BIBLIOGRAFIA

- Allamehzadeh, H. (24 de Abril de 2016). Wind energy history, technology and control. *2016 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*, (pp. 119-126). Phoenix, AZ, USA. doi:10.1109/SusTech.2016.7897153
- Almeida, R. d. (2016). *MODELAGEM DE UMA TURBINA EÓLICA EM ESCALA REDUZIDA E CONTROLE DA VELOCIDADE DE ROTAÇÃO VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL*. Dissertação de mestrado, UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, Brasília. Obtido de <https://repositorio.unb.br/handle/10482/23901>
- Apata, O., & Oyedokun, D. (2020). An overview of control techniques for wind turbine systems. *Scientific African*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2020.e00566>
- Aykut O Onol, A. O. (s.d.). *Comparisons of Controller Performance for Small-Scale Vertical Axis Wind Turbines*. University Internal Research Grant Program, SU-IRG-985. IEEE. doi:10.23919/ACC.2017.7963681
- Barbosa, Y. d. (2017). *Modelação e Controlo de Aerogerador em Ambiente de Simulação*. Dissertação de Mestrado, UNL-FCT, Engenharia eletrotécnica. Obtido de <http://hdl.handle.net/10362/22244>
- Bhutto, D. K., Ansari, J. A., Bukhari, S. S., & Chachar, F. A. (2019). WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS (WECS) GENERATORS :A REVIEW. *International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies – iCoMET 2019*. doi:10.1109/ICOMET.2019.8673429
- Briesch, F. C. (2016). *Simulação de um sistema de emulação de aerogeradores*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pampa, Engenharia Elétrica.
- Chakraborty, S., Simões, M. G., & Kramer, W. E. (2013). *Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems*. Springer. doi:10.1007/978-1-4471-5104-3
- Chen, W. H., Chen, C. Y., Huang, C. Y., & Hwang, C. J. (2017). Power output analysis and optimization of two straight-bladed vertical-axis wind turbines. *Applied Energy*, 185(1), 223-232. doi:10.1016/j.apenergy.2016.10.076

- Diário da República. (1 de Julho de 2019). Resolução do conselho de Ministros n.º107/2019. *Roteiro para a Neutralidade Carbónica*. Obtido de <https://dre.pt/dre/detalhe/resolucao-conselho-ministros/107-2019-122777644>
- Eriksson, S. (2008). *Direct Driven Generators for Vertical Axis Wind Turbines*. Dissertation, Universitatis Upsaliensis. Obtido de <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:172415/FULLTEXT01.pdf>
- Eriksson, S., Bernhoff, H., & Leijon, M. (2008). Evaluation of different turbine concepts for wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5), 1419-1434. doi:10.1016/j.rser.2006.05.017
- Heier, S. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Chichester, U.K.: Wiley.
- Jang, H., Paek, I., Kim, S., & Jeong, D. (17 de April de 2019). Performance Prediction and Validation of a Small-Capacity Twisted Savonius Wind Turbine. *Energies*. doi:10.3390/en12091721
- Jervel, J. T. (2008). *Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores*. Relatório de projeto final, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Engenharia mecânica. Obtido de <https://paginas.fe.up.pt/~em02090/Documentos/final2.pdf>
- Kaldellis, J. K., & Zafirakis, D. (2011). The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. *Renewable Energy*, 36, 1887-1901. doi:10.1016/j.renene.2011.01.002
- M.ZEMAMOU, M. A. (2017). Review of savonius wind turbine design and performance. *4th International Conference on Power and Energy Systems Engineering, CPESSE 2017*, (pp. 25-29). doi:10.1016/j.egypro.2017.11.047
- Mathew, S. (2006). *Wind Energy*. Springer. doi:<https://doi.org/10.1007/3-540-30906-3>
- Mehta, V., & Mehta, R. (2019). *Principles Electrical Machines*. meteoblue. (s.d.). Obtido de meteoblue: https://www.meteoblue.com/pt/tempo/historyclimate/weatherarchive/sesimbra_portugal_2262957?fcstlength=1m&year=2022&month=1
- Mohamed Lamine Hamida, A. F. (2022). Experimental Identification and Control of a 3Kw DC Motor. *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, 301-314. doi:10.3311/PPee.20421
- Murad, N. S., Kamarudin, M. N., Rozali, S. M., & Shaharudin, N. (2017). Review on wind turbine technology and control. *Journal of Advanced Manufacturing Technology (JAMT)*, 11, 87-99. Obtido de <https://jamt.utem.edu.my/jamt/article/view/2047>

- Oliveira, F. R. (2015). *MODELAGEM DINÂMICA DA MÁQUINA DE CORRENTE CONTÍNUA*. UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA, DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA.
- Rriya, R. (Junho de 2016). Generalized Mathematical Modeling and Analysis of a PMDC Generator. *International Journal of Research and Discovery (IJRD)*, 1.
- Saad, M. M., & Asmuin, N. (2014). Comparison of horizontal axis wind turbines and vertical axis wind turbines. *IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN)*, 27-30. doi:10.9790/3021-04822730
- Slootweg, J. G., Polinder, H., & Kling, W. L. (December de 2003). IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION. *Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations*, 18(4). doi:10.1109/TEC.2003.816593
- Stiebler, M. (2008). *WIND ENERGY SYSTEMS FOR ELECTRIC POWER GENERATION* (Vol. 1). Springer Verlag. doi:10.1109/SusTech.2016.7897153
- Tawfiq, K. B., Mansour, A. S., Ramadan, H. S., Becherif, M., & El-kholy, E. (2019). Wind Energy Conversion System Topologies and Converters: Comparative Review. *Energy Procedia*, 162, 38-47. doi:10.1016/j.egypro.2019.04.005
- Turgeon, A., & Morse, E. (27 de 9 de 2022). *National geographic*. Obtido de education.nationalgeographic.org:
<https://education.nationalgeographic.org/resource/wind/>



⟨2023⟩

João Costa

Modelação e Simulação de um Sistema Eólico de Eixo Vertical