

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

VINICIUS DE SOUZA MACHADO

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE PITCH NA CAPTAÇÃO DE
ENERGIA EÓLICA PARA TURBINAS OFFSHORE COM GERADOR
PMSG**

FLORIANÓPOLIS, 2022.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

VINICIUS DE SOUZA MACHADO

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE PITCH NA CAPTAÇÃO DE
ENERGIA EÓLICA PARA TURBINAS OFFSHORE COM GERADOR
PMSG**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para aprovação na unidade
curricular TCC22010 do curso de
Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof. Everthon T. Sica, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Machado, Vinicius de Souza

Estratégia de controle de pitch na captação de energia eólica para turbinas offshore com gerador PMSG / Vinicius de Souza Machado, orientação de Everthon Taghori Sica. - Florianópolis, SC, 2022.

76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Controle de pitch. 2. Ambiente offshore. 3. Gerador PMSG. 4. Segurança. 5. Matriz Elétrica. I. Sica, Everthon Taghori. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. Estratégia de controle de pitch na captação de energia eólica para turbinas offshore com gerador PMSG.

ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE PITCH NA CAPTAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA PARA TURBINAS OFFSHORE COM GERADOR PMSG

VINICIUS DE SOUZA MACHADO

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do curso de Graduação de Engenharia Elétrica, pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 15, março, 2022.

Banca Examinadora:

 Documento assinado digitalmente
EVERTHON TAGHORI SICA
Data: 18/03/2022 15:52:03-0300
CPF: 022.992.149-33
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

Prof. Everthon Taghori Sica, D. Eng.

 Documento assinado digitalmente
anesio.felipe
Data: 18/03/2022 14:53:42-0300
CPF: 225.794.088-19
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

Prof. Anésio Felipe Zeitune, D. Eng.

 Documento assinado digitalmente
MICHEL MEDEIROS FEIJÓ
Data: 18/03/2022 09:02:36-0300
Verifique em <https://verificador.itl.br>

Michel Medeiros Feijó, Eng.

 Documento assinado digitalmente
GIOVANE GONCALVES PEREIRA
Data: 16/03/2022 22:51:02-0300
Verifique em <https://verificador.itl.br>

Giovane Gonçalves Pereira, Eng.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, José e Maria, por todo apoio e incentivo no decorrer do curso e nos ensinamentos da vida.

Aos meus familiares que sempre me incentivaram na vida educacional e profissional.

A todos os meus amigos que me acompanharam durante todos esses anos.

A Larissa, que esteve comigo desde 2011 e sempre me incentivou em tudo e esteve presente nos momentos mais difíceis do curso e da vida.

Ao meu Orientador, Everthon Taghori Sica, pela orientação e apoio na realização desse sonho.

Aos colegas de trabalho da REIVAX, em especial ao setor de Service, por todos os ensinamentos.

RESUMO

A diversificação da matriz elétrica é muito importante para garantir que novas fontes de energia sejam implementadas, garantindo uma maior segurança ao sistema elétrico. A energia proveniente de fontes eólicas vem crescendo continuamente, principalmente em ambientes *offshore* devido ao potencial de ventos em ambiente marinho, exigindo que as turbinas possuam um controle que seja capaz de proteger o conjunto da turbina e do gerador quando o vento incidente nas pás é maior que o vento nominal suportado. Deste modo, é importante observar a dinâmica dos ventos para indicar o ângulo de controle de *pitch* apropriado para garantir a segurança do aerogerador, além disso, também é interessante fazer uma associação entre controle de *pitch* e o coeficiente de potência, com o intuito de verificar o comportamento operativo do gerador para diferentes velocidades de ventos e o real desempenho da turbina. Um dos geradores mais utilizados na geração eólica *offshore* é o gerador síncrono a ímã permanente (PMSG) que possui maior eficiência que o gerador duplamente excitado (DFIG). O controle de *pitch* é uma opção que garante a segurança da turbina variando as pás após a obtenção do ponto máximo de potência, garantindo um maior coeficiente de potência e uma maior segurança de operação da turbina. Para fazer o controle de *pitch*, diversos autores recorrem à utilização de uma malha utilizando um controlador PID, apenas diferindo da topologia que será adotada, com a execução de métodos de lógica repetitiva ou pontos de realimentação da malha de controle. Deste modo, o controle de *pitch* proposto neste trabalho, será um controle PID que envia um sinal de controle aos atuadores das pás que são responsáveis por fazer a rotação das pás.

Palavras-chave: Controle de *pitch*. Ambiente *Offshore*. Gerador PMSG. Segurança. Matriz energética.

ABSTRACT

The diversification of the electrical matrix is very important to ensure that new energy sources are implemented, ensuring greater security for the electrical system. The energy from wind power sources has been growing continuously, especially in offshore environments due to the potential of winds in the marine environment, requiring that the turbines have a control that is capable of protecting the turbine and generator set when the wind incident on the blades is greater than the rated wind supported. Thus, it is important to observe the dynamics of the winds to indicate the appropriate pitch control angle to ensure the safety of the wind turbine, in addition, it is also interesting to make an association between pitch control and the power coefficient, in order to verify the operating behavior of the generator for different wind speeds and the actual performance of the turbine. One of the most used generators in offshore wind generation is the permanent magnet synchronous generator (PMSG) which has greater efficiency than the doubly excited generator (DFIG). Pitch control is an option that guarantees turbine safety by varying the blades after reaching the maximum power point, ensuring a higher power coefficient and greater safety of turbine operation. To control the pitch, several authors resort to the use of a loop using a PID controller, only differing from the topology that will be adopted, with the execution of repetitive logic methods or feedback points of the control loop. Thus, the pitch control proposed in this work will be a PID control that sends a control signal to the blade actuators that are responsible for rotating the blades.

Keywords: Pitch Control. Offshore. Generator PMSG. Security. Electrical matrix.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Componentes de uma turbina eólica.....	18
Figura 2 - Formato das pás em atrito com o vento	21
Figura 3 - Fluxo de ar entre as pás do rotor	22
Figura 4 - Coeficiente de potência para cada ângulo de inclinação	23
Figura 5 - Modelo de turbina com SCIG	25
Figura 6 - Modelo de geração DFIG	26
Figura 7 - Modelo de geração PMSG	27
Figura 8 - Transformação das coordenadas abc para $0dq$	30
Figura 9 - Representação elétrica das coordenadas $dq0$	32
Figura 10 - Regiões de operação da turbina	34
Figura 11 - Modelo de controle de turbina com velocidade vento variável	37
Figura 12 – Controlador hidráulico de ângulo das pás	38
Figura 13 - Controlador eletromecânico do ângulo das pás do rotor.....	39
Figura 14 - Malha de controle PID.....	40
Figura 15 - Sistema de controle PID	41
Figura 16 - Modelo de turbina eólica do <i>Simulink</i>	44
Figura 17 - Modelo de PMSG do <i>Simulink</i>	45
Figura 18 - Sistema modelado	47
Figura 19 - Características da turbina eólica do modelo (a): $pitch = 13^\circ$ e (b): $pitch = 0^\circ$	48
Figura 20 - Ponte de diodos universal do <i>Simulink</i>	49
Figura 21 – Cenário 1: Entrada de vento	50
Figura 22 – Cenário 1: Comportamento do ângulo de $pitch$	51
Figura 23 – Cenário 1: Potência mecânica extraída.....	52
Figura 24 – Cenário 1: Aproximação da Potência mecânica extraída.....	53
Figura 25 – Cenário 1: Velocidade rotacional.....	53
Figura 26 – Cenário 1: Coeficiente de potência	54
Figura 27 – Cenário 1: Coeficiente de arrasto.....	55
Figura 28 - Tensão e corrente trifásica do gerador	56
Figura 29 - Tensão e corrente trifásica do gerador (ZOOM)	56
Figura 30 – Cenário 2: Entrada de vento e comportamento do ângulo de $pitch$	57
Figura 31 – Cenário 2: Potência mecânica extraída.....	58
Figura 32 – Cenário 2: Velocidade de rotação	59

Figura 33 - Cenário 2: Coeficiente de potência	60
Figura 34 - Cenário 2: Coeficiente de arrasto.....	61
Figura 35 - Cenário 2: Nível de tensão e corrente trifásica do gerador	62
Figura 36 - Cenário 2: Tensão e corrente trifásica do gerador (ZOOM)	63
Figura 37 – Cenário 3: Entrada de vento	64
Figura 38 – Cenário 3: Comportamento do ângulo de <i>pitch</i>	65
Figura 39 – Cenário 3: Potência mecânica	65
Figura 40 – Cenário 3: Velocidade de rotação	66
Figura 41 – Cenário 3: Coeficiente de potência	67
Figura 42 – Cenário 3: Coeficiente de arrasto.....	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros da malha de controle de <i>pitch</i>	42
Tabela 2 - Dados simulação da turbina eólica.....	44
Tabela 3 - Dados da simulação da malha do <i>Simulink</i>	45
Tabela 4 - Parâmetros do PMSG	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

DFIG – Gerador de indução duplamente alimentado

MPPT – Rastreo máximo do ponto de potência

MME – Ministério de Minas e Energia

PI – Proporcional Integrador

PID – Proporcional Integrador derivativo

PMSG – Gerador Síncrono de Imã Permanente

SCIG – Gerador de indução com gaiola de esquilo

IGBT – Transistor bipolar de base isolada

LISTA DE SÍMBOLOS

C_p - Coeficiente de Potência	[adm]
ρ – Massa específica do ar	[kg/m ³]
R - Raio da Lamina da Pá	[m]
λ – Coeficiente de arrasto: Razão na Velocidade da Ponta da Pá	[radm/s]
β - Ângulo de <i>pitch</i>	[°]
v - Velocidade do Vento	[m/s]
P_e – Potência elétrica	[W]
i_d – Corrente do eixo de coordenadas d	[A]
i_q – Corrente do eixo de coordenadas q	[A]
v_q – Tensão do eixo de coordenadas q	[V]
v_d – Tensão do eixo de coordenadas d	[V]
V_{abc} - Tensão no eixo de coordenadas abc	[V]
I_{abc} – Corrente no eixo de coordenadas abc	[A]
ψ_{abc} – Fluxo magnético no eixo de coordenadas abc	[Wb]
R_s – Resistência do estator	[Ω]
L_{abc} – Indutância dos enrolamentos do gerador no eixo de coordenadas abc	[H]
M_{abc} – Indutância mutua dos enrolamentos do gerador no eixo de coordenadas abc	[V.s/A]
ψ_{dq} – Fluxo magnético no eixo de coordenadas dq	[Wb]
L_{dq} – Indutância dos enrolamentos do gerador no eixo de coordenadas dq	[H]
M_{dq} – Indutância mutua dos enrolamentos do gerador no eixo	

de coordenadas dq	[V.s/A]
ω_r - Velocidade angular do rotor	[rad/s]
ω_s – Velocidade angular do estator	[rad/s]
P_g – Potência do gerador	[W]
ω_e - Velocidade angular elétrica	[rad/s]
ω_m -Velocidade mecânica	[rad/s]
N_p - Número de polos	[adm]
T_e – Torque elétrico	[N.m]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	15
1.2	Definição do Problema	15
1.3	Objetivo Geral.....	16
1.4	Objetivos Específicos.....	16
1.5	Estrutura do trabalho.....	16
2	ENERGIA EÓLICA <i>OFFSHORE</i>	17
2.1	Ambiente <i>Offshore</i>	17
2.2	Turbina eólica.....	18
2.3	Conversão de energia.....	20
2.4	Modelos de geradores	24
2.4.1	DFIG	25
2.4.2	PMSG	27
2.5	Conclusão.....	33
3	CONTROLE DE <i>PITCH</i>	34
3.1	Atuadores	37
3.1.1	Controlador de <i>pitch</i> hidráulico.....	37
3.1.2	Controlador de <i>pitch</i> eletromecânico.....	38
3.2	PID	39
3.3	Malha de controle.....	40
3.4	Conclusão.....	42
4	MODELAGEM	43
4.1	Definição dos dados de entrada	43
4.1.1	Modelo de turbina do <i>Simulink</i>	43
4.1.2	Modelo de gerador PMSG do <i>Simulink</i>	45
4.2	Sistema modelado	46
4.3	Cenário 1.....	49
4.3.1	Cenário 1: Nível de tensão e corrente.....	55
4.4	Cenário 2.....	57
4.4.1	Cenário 2: Nível de tensão e corrente.....	61
4.5	Cenário 3.....	63
5	CONCLUSÃO	69
	REFERÊNCIAS	71

1 INTRODUÇÃO

A crescente busca por energias renováveis impactam a estrutura e a matriz do setor elétrico Brasileiro, dentre as energias com crescimentos mais expressivos encontram-se principalmente as usinas fotovoltaicas e as usinas eólicas. De acordo com dados da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a expansão da energia elétrica em 2021 alcançou 1.007 megawatts (MW) com destaque para energia eólica, que lidera o crescimento do setor. Até Abril de 2021, a energia eólica entregou ao sistema, um total de 218,45 MW de potência instalada, representando 67% de toda a potência instalada no período janeiro de 2021 a abril de 2021 (ANEEL, 2021).

Em Janeiro de 2022 o Brasil decretou o projeto de lei N° 10.946/2022 que regula o uso de espaços físicos e o aproveitamento de recursos naturais para geração de energia elétrica em meios *offshore*, exclusivamente em águas marítimas da plataforma continental de domínio da união. O Brasil possui grande potencial de exploração *offshore* com cerca de 7.376 km de costa e 3,5 milhões de km² de espaço marítimo sob domínio da união. Além disso, no nordeste do país, há presença dos ventos alísios que possuem características de intensidade e direção constantes, se tornando uma região muito atraente para presença de energia eólica (BRASIL, 2022).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), elaborou um plano nacional de energia 2050, por meio da portaria normativa MME N° 451/GM/MME, que aponta uma capacidade de energia eólica instalada no Brasil de cerca de 16 GW até 2050. Em 2020 a EPE incluiu a fonte de energia eólica *offshore* no plano decenal de expansão de energia , a partir de 2028 pelo (PED 2029), aprovado na Portaria N° 38/GM/MME. Considerando as pesquisas realizadas, constatou-se que a exploração dos ambientes *offshore* tendem a crescer de acordo com a crescente evolução tecnológica do setor.

Segundo o *RoadMap* da EPE, o Brasil possui capacidade de geração de cerca de 697 GW em locais com profundidade marítima de 50m e velocidade de vento entre 7 m/s e 10 m/s, ao qual cerca de 40% dessa energia é possível captar em profundidades de até 20m e o restante em profundidades de 20 a 50m.

A energia eólica está em crescimento acelerado em todo mundo, principalmente na China que até 2017 detinha 35% do total de energia eólica instalada

globalmente, além de EUA, Índia e em países europeus, com destaque para Dinamarca, que é detentora de grande parte de tecnologia voltada a este setor. Atualmente a expansão da energia eólica está ocorrendo em usinas de grande porte no oceano, chamadas de usinas *offshore*. Existem vários aspectos que fazem com que a expansão e os estudos sejam direcionados para as usinas eólicas *offshore*, tais como a melhor capacidade de vento, superando em torno de 25% as eólicas *onshore*, a rugosidade do mar é inferior ao da terra e as torres podem ser mais baixas diminuindo a fadiga no eixo (WANG *et al.*, 2009).

Em decorrência da velocidade do vento ser extremamente variável, as turbinas de grande porte que são utilizadas na geração *offshore* devem ser desacopladas da rede elétrica para que as flutuações de frequência não interfiram na rede elétrica, deste modo, a utilização de conversores de potência deve ser integrada junto ao gerador (BARROS, 2015).

Uma das tecnologias de geradores que vem sendo mais pertinentes e empregadas na geração *offshore* é o gerador síncrono com ímã permanente, do inglês *permanent magnet synchronous generator* (PMSG). Sua popularidade é destaque em função de maior confiabilidade da máquina e de ser o tipo de gerador mais indicado para velocidades com ventos variáveis. Também se destaca pelo poder de operação com ausência de excitação e sem a necessidade de caixa de engrenagens, em comparação com o gerador duplamente excitado (DFIG), o PMSG possui menos perdas no rotor e demonstra maior eficiência na curva de coeficiente de potência (PANDEY; NITYANAND, 2018).

Aliado ao gerador PMSG, as usinas eólicas necessitam de reguladores de tensão, corrente, potência, além de conversores de potência DC/DC ou AC/DC/AC para que a potência gerada seja entregue à rede de transmissão. Outros controles também são de grande importância para geração eólica como o controle de ângulo ou controle de *pitch* que é de extrema importância para controlar o torque aerodinâmico da turbina, principalmente em regiões de estol e de arrasto. A região de estol é onde a velocidade de vento é mais alta e possui alta turbulência e baixo coeficiente de potência e a região de arrasto possui baixas velocidades de vento e alto coeficiente de potência (ABIR; MEHDI; LASSAAD, 2017; BARROS, 2015).

1.1 Justificativa

A crescente demanda por energias renováveis, sobretudo as usinas eólicas, requerem um esforço maior na tecnologia de controle de potência em decorrência do alto custo de sua construção. Em função do grande potencial de carga de vento nos oceanos, os estudos têm se intensificado no sentido da escolha do melhor gerador e de um controle angular que desenvolva o maior coeficiente de potência da turbina.

O controle de *pitch* tende a garantir segurança à turbina e ao gerador, pois atuará diretamente em velocidades de vento acima da nominal, atuando as pás e aumentando o ângulo de inclinação para que o vento excessivo não seja captado pelas pás da turbina. É importante salientar que o gerador assíncrono não tem capacidade própria de gerar reativo para rede elétrica e a arquitetura usualmente empregada em aerogeradores dotados de máquinas assíncronas “apartam” os sistemas eletromecânicos da rede elétrica por meio de sistemas de eletrônica de potência e, deste modo, a potência ativa é entregue pelos conversores de potência.

A captação de potência e a capacidade de manter a frequência da rede elétrica devem ser constantes e precisas sendo um desafio para as usinas eólicas, pois são susceptíveis às variações de ventos e podem facilmente ser desacopladas do sistema quando há grande variação de vento. O controle de *pitch* é uma ferramenta que irá atuar diretamente na otimização do sistema e na disponibilização de potência ativa para a rede elétrica.

1.2 Definição do Problema

Este trabalho apresenta o estudo e modelagem do controle de *pitch* com foco em usinas eólicas *offshore* com gerador síncrono a imã permanente (PMSG). O controle de *pitch* deve ser empregado, pois as turbinas eólicas podem ser danificadas para velocidades de vento que superam a velocidade máxima permitida. Existem diversos controladores de ângulo que possuem eficácia comprovada e modelada, com destaque para os controladores proporcionais integrativos (PI), controladores proporcionais integrativo e derivativo (PID) e controladores com lógica difusa (ABIR; MEHDI; LASSAAD, 2017).

1.3 Objetivo Geral

Modelar e implementar a utilização de controle de *pitch* em turbinas eólicas *offshore* com geradores do tipo PMSG, para demonstrar a viabilização da segurança da turbina para velocidades de vento acima da nominal.

1.4 Objetivos Específicos

Serão abordados os aspectos referentes ao controle de *pitch* de turbinas eólicas em ambiente *offshore* com geradores do modelo PMSG.

- a) Verificar a dinâmica dos ventos em ambiente *offshore* para otimizar e indicar um melhor ângulo de inclinação de proteção;
- b) Verificar os benefícios acerca do controle de *pitch* e a dinâmica do torque da turbina para diferentes valores de inclinação;
- c) Modelar e implementar um sistema de controle *pitch* em aerogerador verificando o comportamento do coeficiente de potência e o torque para diferentes velocidades de vento;
- d) Analisar a eficácia do controle de *pitch* e de rastreamento para geradores com PMSG.

1.5 Estrutura do trabalho

No primeiro capítulo é apresentada a introdução, a justificativa para o estudo do tema e a definição do problema propondo os objetivos a serem alcançados. No segundo capítulo é apresentada a fundamentação teórica sobre ambientes *offshore*, gerador PMSG e os controles utilizados para segurança de turbinas eólicas. No terceiro capítulo é apresentado o modelo de malha de controle considerando um controlador proporcional integrador derivativo (PID), além dos atuadores mecânicos e hidráulicos e a explanação sobre a malha de controle de *pitch*. E, por fim, no quarto capítulo é apresentada a modelagem proposta, o modelo de turbina eólica e o modelo do gerador e os cenários de ventos simulados.

2 ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*

Neste capítulo serão apresentados os conceitos pertinentes à geração eólica *offshore*, que são amplamente beneficiados com o controle de *pitch*. Fez-se a escolha da geração eólica *offshore* pelo fato de o controle de *pitch* ser mais utilizado em velocidades de ventos variáveis, como em ambientes marítimos. Já a escolha do gerador PMSG, é devido a sua maior robustez e confiabilidade neste tipo de geração.

2.1 Ambiente *Offshore*

Com a crescente conscientização mundial sobre a conservação do meio ambiente, a matriz energética dos países está migrando cada vez mais para energias provenientes de fontes limpas em detrimento dos derivados de petróleo e carvão. A partir da década de 70, com a crise mundial do petróleo, as nações mais desenvolvidas economicamente, principalmente países europeus, começaram a investir em energia eólica e solar (SAMUEL NETO, 2005).

O conceito de formação dos ventos ocorre pela diferença de pressão atmosférica e pela diferença de temperatura entre as regiões do planeta. Pode-se definir o surgimento do vento para a energia eólica como sendo proveniente do aquecimento irregular da superfície terrestre e pelas diferenças químicas presentes nas superfícies, tendo diferenças distintas quando a massa de ar se desloca em meio *onshore* ou *offshore*. Ao comparar a capacidade de geração eólica com a geração hidráulica em termos de fonte energética primária, fica evidente o grande potencial eólico disponível (CABRAL, 2021; SAMUEL NETO, 2005), sendo que:

[...] energia total disponível dos ventos ao redor do planeta pode ser feita da hipótese de que aproximadamente 2% da energia solar absorvida pela terra são convertidas em energia cinética dos ventos. Esse percentual representa centenas de vezes à capacidade de conversão da energia potencial das quedas de águas em potência elétrica a cada ano (SAMUEL NETO, 2005).

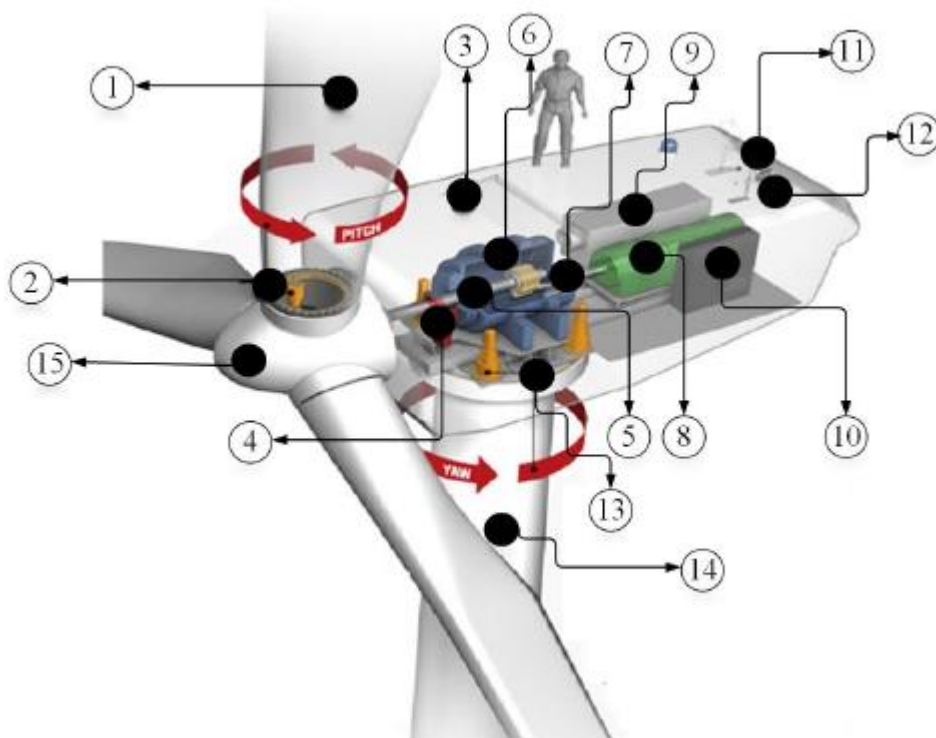
WANG *et al.* (2009) apresentaram a perspectiva do avanço da tecnologia de energia eólica *offshore*, elencando as principais vantagens de usinas *offshore* frente às usinas *onshore*, tais como, a velocidade do vento é 25% mais rápida e sem muita turbulência, o atrito do ar com o mar é inferior ao da terra, o cisalhamento do vento no mar é menor, as torres podem ser mais baixas para uma mesma potência,

as cargas de fadiga do eixo da turbina são menores, entre outros aspectos que podem ser minimizados com a implantação das usinas *offshore*. Os autores pontuaram que a instalação dessas usinas teve grande impacto a partir de 1991 e desde então vem crescendo sua implantação. Os principais países que incentivam o uso de usinas *offshore* são os países europeus, principalmente a Dinamarca, que é o país pioneiro e líder mundial de tecnologia eólica.

2.2 Turbina eólica

A turbina eólica é responsável por converter a energia eólica do vento em energia eólico mecânica e em seguida há a conversão de energia mecânica em energia elétrica através de um torque gerado e indução de tensão no gerador elétrico. A Figura 1 apresenta os componentes mecânicos e elétricos que são envolvidos na geração eólica.

Figura 1 - Componentes de uma turbina eólica



Fonte: Baldo (2019).

De forma geral, os componentes que são numerados na Figura 1 podem ser utilizados tanto na geração eólica *onshore* quanto na geração *offshore*, tendo

diferenças no tipo da pá e do gerador que será empregado. Deste modo, conforme Baldo (2019), tem-se os seguintes componentes:

1. As pás comumente chamado de rotor, o conjunto de pás empregados em aerogeradores de eixo horizontal é geralmente composto por 2 ou 3 pás, pois apresentam maior estabilidade, maior relação de extração de potência x vento e apresentam velocidades mais elevadas.
2. O atuador é o local onde ocorre a variação do ângulo de *pitch*, ou seja, neste local há a presença de atuadores hidráulicos que movimentam as pás no seu próprio eixo. Este componente será melhor abordado na seção 3.1.1, onde será explicado seu funcionamento junto ao controle de *pitch*.
3. A nacele é um invólucro responsável por abrigar os componentes mecânicos e eletrônicos, engrenagens e parte do gerador.
4. O freio mecânico é responsável por fazer a parada do rotor, é comumente instalado entre o rotor e a caixa de engrenagens. Uma aplicação muito comum do freio é quando há um aumento significativo na velocidade do vento, o que faz com que o torque seja elevado a um nível prejudicial ao gerador, ocorrendo o total desligamento do mesmo e aplicação do freio (BALDO, 2019; MUYEEN *et al.*, 2009).
5. O eixo entre o gerador e o rotor, responsável por transmitir a energia eólica cinética ao eixo do gerador ou caixa multiplicadora quando presente.
6. A caixa multiplicadora é utilizada para aumentar a velocidade de rotação que as pás transmitem ao sistema aerogerador. A velocidade nominal de uma turbina eólica de médio porte é de cerca de 188,5 rad/s, influenciada pela velocidade do vento (BALDO, 2019).
7. O eixo de alta velocidade é responsável por transmitir a energia cinética do rotor à caixa multiplicadora (BALDO, 2019).
8. O gerador é responsável por transformar energia mecânica transmitida pelo eixo em energia elétrica. O tamanho e a potência do gerador são definidos a partir da capacidade de geração eólica disponível. Os geradores mais utilizados são máquinas de indução com rotor bobinado e máquinas síncronas com ímãs permanentes (PMSG).
9. O sistema de refrigeração é responsável por manter o aerogerador em temperatura ideal de operação.

10. O controle é uma unidade responsável por fazer a aquisição e o controle da unidade geradora, tais como controle de *pitch*, controle de potência e controle de tensão.
11. O anemômetro de velocidade é responsável por fazer a medição da velocidade do vento.
12. O anemômetro de direção é responsável por fazer a medição da direção do vento.
13. O mecanismo de giro é um componente elétrico ou hidráulico, responsável por alinhar a direção do vento com o rotor
14. A torre é responsável por dar sustentação à nacelle. Possuem diferentes tamanhos para cada aplicação, seja *onshore* ou *offshore*.
15. O *Hub* é responsável por acoplar as pás do rotor da turbina com o eixo principal. Devido às forças a que o *hub* é exposto, é necessário que seu material seja muito resistente.

2.3 Conversão de energia

A energia cinética que flui pelas pás do rotor da turbina deve ser capaz de converter o conjugado ou força de rotação, em um movimento angular constante. O rotor da turbina será influenciado pela área de varredura da pá, considerando inclusive o sombreamento da torre, além da densidade do ar e intuitivamente a velocidade em que o vento colide nas pás (ABREU, 2006; GUIMARÃES, 2003).

Na geração eólica a conservação de energia primária do vento ocorre por meio da conversão da energia cinética do vento em energia mecânica, que com o acoplamento do eixo ao rotor de um gerador elétrico é possível converter a energia mecânica em energia cinética.

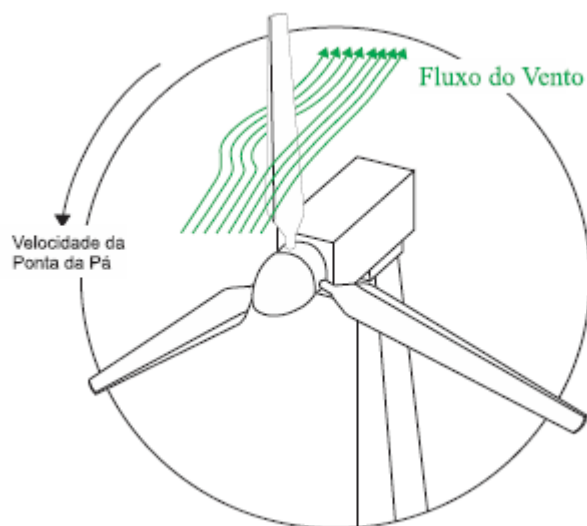
As turbinas são projetadas para fornecerem a máxima potência mecânica, no entanto, devido aos limites da turbina, do gerador e dos conversores de potência, ventos com produção de potência superior à nominal deverão ser desperdiçados para não danificar o conjunto. Para evitar que a produção seja superior recorre-se ao controle da potência (BARROS, 2015).

O modelo de atuação da turbina eólica é proveniente do fenômeno de Betz, onde é verificado que a turbina deflete uma parte do vento que incide nas pás, ou seja,

o vento se move em uma velocidade inferior após a passagem pelo rotor devido à área de varredura da pá que faz com que a quantidade de ar seja maior no plano posterior do rotor (RADUENZ, 2018; BALDO, 2019; SAMUEL NETO, 2005).

Em decorrência das características de baixa pressão que são criadas após a passagem da massa de ar pelo rotor, é necessário que o conjunto de pás tenha uma face parcialmente plana e a face de contato com o vento um formato de aerofólio arredondado. A Figura 2 apresenta o formato mais comum para as pás de um aerogerador horizontal (BARROS, 2015).

Figura 2 - Formato das pás em atrito com o vento

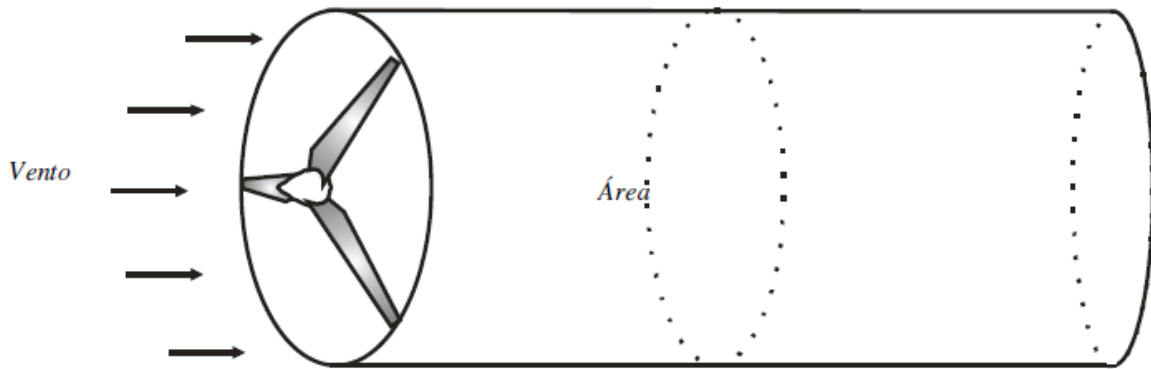


Fonte: Barros (2015).

Devido à alta variação do vento que incide nas pás, há uma variedade de forças em que as pás são expostas. Uma das forças mais preocupantes é a força de sustentação que atua diretamente no rotor e é causada pela diferença de pressão da face plana da pá com a face arredonda (BARROS, 2015; BALDO, 2019). A Figura 2 mostra o fluxo de ar sendo desviado pela pá e criando diferentes áreas de pressão dependendo da face da pá que é exposta a variação do vento.

A energia cinética disponível é proveniente da interação entre a área de varredura das pás do rotor com a velocidade e a densidade do vento da região. A Figura 3 apresenta a área de varredura do vento de acordo com o modelo da pá do rotor.

Figura 3 - Fluxo de ar entre as pás do rotor



Fonte: Barros (2015).

A Equação que descreve a energia cinética da Figura 3 é demonstrada na Equação 1 (BARROS, 2015).

$$E = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \cdot t \quad (1)$$

Onde ρ é a densidade do ar, A é a área de varredura das pás, v_w é a velocidade do vento e t é o tempo.

Segundo Pan (2020) e Barros (2015), a máxima potência que pode ser extraída através da velocidade do vento e da área de varredura das pás está expressa na Equação 2.

$$P_m = 0,5[\rho \cdot A \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^3] \quad (2)$$

Onde ρ é a densidade do ar, A é a área de varredura da pá, C_p é o coeficiente de potência, λ é a razão na velocidade da ponta da pá, β é o ângulo de *pitch* e v é a velocidade do vento.

Ressalta-se ao fato de que a máxima energia cinética disponível dos ventos não gera a máxima potência possível. Isso ocorre devido à interação das pás com o vento gerando o coeficiente de potência (C_p), que é uma fração da potência eólica que poderá ser extraída pelo rotor (BARROS, 2015).

O coeficiente de potência é expresso em função da razão da velocidade do vento e do ângulo de inclinação da pá, conforme indicado na Equação 3.

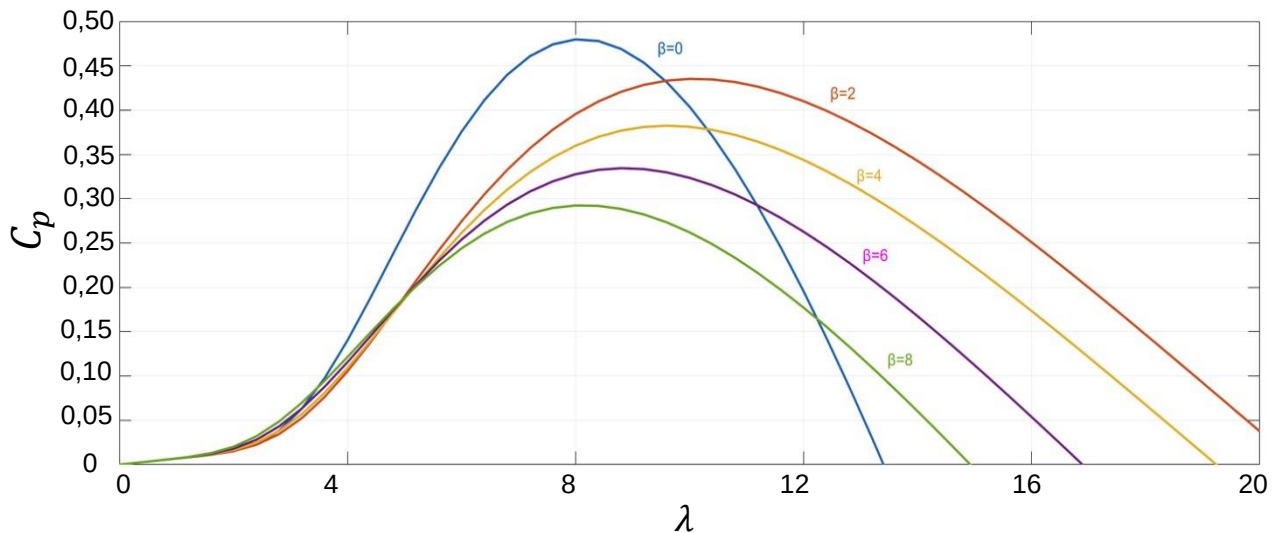
$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda}} + 0,0068 \cdot \lambda \quad (3)$$

Onde C_p é o coeficiente de potência, λ é a razão na velocidade da ponta da pá, β é o ângulo de *pitch* e λ_i é uma variável intermediária entre λ e β , conhecida como velocidade específica, conforme indicado na Equação 4.

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,0035}{1 + \beta^3} \quad (4)$$

Pode-se concluir que o coeficiente de potência tem a característica de explicar a eficiência da conversão de energia eólica em energia elétrica para cada ângulo de ataque, conforme indicado na Figura 4. O coeficiente de potência determinará a quantidade potência que poderá ser extraída para cada velocidade de vento que colide nas pás do rotor.

Figura 4 - Coeficiente de potência para cada ângulo de inclinação



Fonte: Adaptado de Pan (2020).

Percebe-se, na Figura 4, que o coeficiente de potência possui maior eficiência para ângulos de inclinação próximos a zero, quando a turbina é exposta a ventos menores, ou seja, não há necessidade de alterar o ângulo de inclinação da pá. À medida que o vento acelera a razão λ aumenta sendo notável que o ângulo de inclinação sofre um aumento gradativo diminuindo o C_p para que possibilite a operação da turbina, até o ponto em que a velocidade de vento ultrapassa a nominal onde é necessário retirar a torre eólica de operação.

As turbinas que funcionam com velocidade de vento constante, geralmente são empregadas na geração distribuída ou em centrais eólicas e usualmente são dotadas de um gerador assíncrono interconectado a rede elétrica. Para as turbinas que funcionam com velocidade de vento variável, geralmente não é necessária a

presença de um gerador síncrono ligado diretamente na rede elétrica, pois entre a turbina e a rede, há a presença de conversores de potência, sendo os mais comuns AC/DC/AC. Também na modalidade de turbina com vento variável, há uma crescente demanda por usinas que utilizam os geradores PMSG com controle de variáveis como o controle de *pitch* fixo ou variável (ABREU, 2006; SAMUEL NETO, 2005).

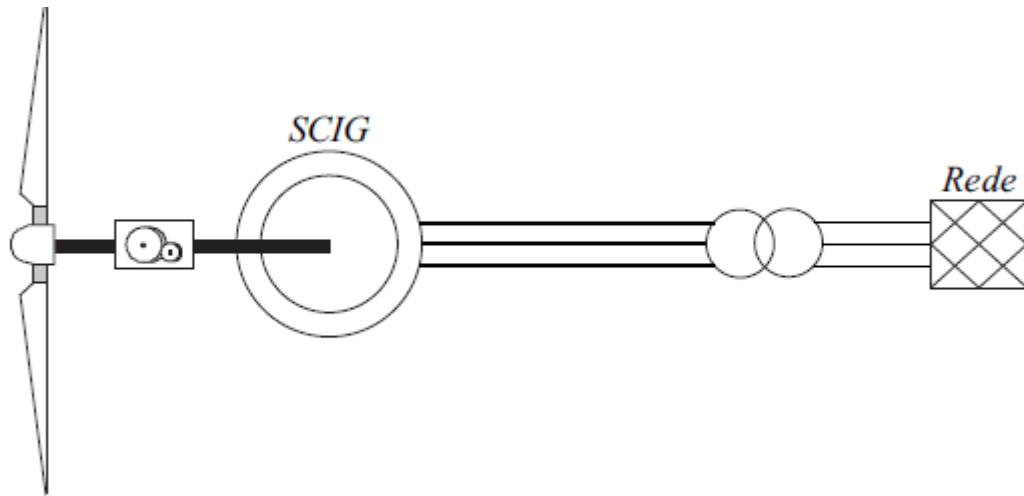
Inicialmente os estudos na área de energia eólica eram voltados para turbinas que funcionavam com topologia de velocidade de vento constante e geradores assíncronos interligados diretamente a rede elétrica. Essa configuração utiliza um gerador de indução do tipo gaiola de esquilo ou do inglês *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG). A vantagem dessa topologia é uma construção simplificada com alto custo benefício em relação à robustez e manutenção, contudo, o SCIG é ligado diretamente a rede elétrica demandando reativo da rede e necessitando de filtros capacitivos, além de ser altamente susceptível a desligamentos em variações bruscas de vento. Por estar diretamente ligado a rede elétrica, a variação do vento pode causar desligamento da unidade, pois a velocidade síncrona da rede não será respeitada (SLOOTWEG; KLING, 2003).

Atualmente os estudos estão amplamente voltados às turbinas com topologia de velocidade de vento variável com gerador de indução duplamente alimentado, do inglês *Double Fed Induction Generator* (DFIG) e geradores síncronos, principalmente o PMSG na geração *offshore* (BERNARDES, 2009).

2.4 Modelos de geradores

Atualmente as principais tecnologias de gerador utilizadas em ambientes *offshore*, com velocidade variável ou com potência nominal mais elevada, são do gerador DFIG e do PMSG. O gerador de indução com gaiola de esquilo (SCIG) é uma topologia de velocidade constante de rotação das pás do rotor, ou seja, seu funcionamento é programado para que opere uma única velocidade de vento que deve ser constante. O mecanismo de funcionamento do SCIG é um eixo de rotação interligado a uma caixa de engrenagem acoplada diretamente no gerador de indução com gaiola de esquilo, conforme indicado na Figura 5.

Figura 5 - Modelo de turbina com SCIG



Fonte: Bernardes (2009).

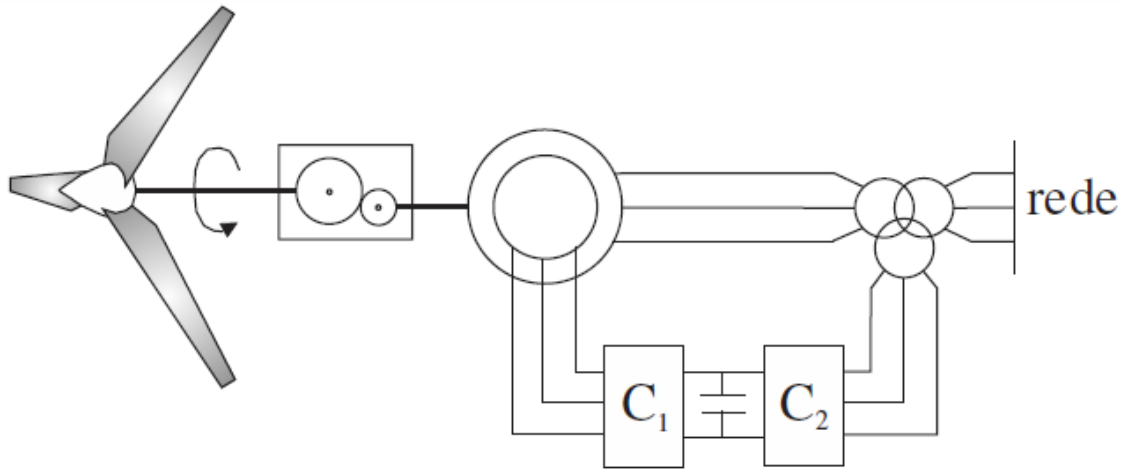
O modelo de SCIG da Figura 5 é interligado diretamente à rede elétrica por meio de um transformador, ou seja, sua velocidade é determinada pela frequência da rede elétrica e pelo número de polos do gerador. Seu modelo é bastante limitado, pois opera em apenas uma velocidade de vento constante, diminuindo sua eficiência e capacidade de geração, além de apresentar manutenção mais recorrentes devido aos esforços mecânicos gerados em momentos onde há velocidade acima da programada (BERNARDES, 2009).

O DFIG e o PMSG são modelos de geração que necessitam, obrigatoriamente, de um conversor para que sejam interligados a rede elétrica, a Figura 6 faz a representação de um modelo utilizando o DFIG e a Figura 7 faz a representação de um modelo utilizando o PMSG (BARROS, 2015; BERNARDES, 2009).

2.4.1 DFIG

O modelo de geração eólica utilizando gerador DFIG é exposto na Figura 6.

Figura 6 - Modelo de geração DFIG



Fonte: Adaptado de Barros (2015).

No modelo DFIG, representado na Figura 6, o rotor da turbina é acoplado ao gerador por meio de uma caixa de engrenagem, facilitando a operação em diferentes níveis de velocidade do rotor. Além disso, é necessário um conversor do tipo CA-CC-CA entre o rotor e a rede elétrica, estes conversores são importantes, pois no lado da rede elétrica a frequência é estabelecida pelo sistema elétrico, no Brasil em 60 Hz, enquanto que no lado do gerador, em decorrência da alta variação de velocidade do vento a frequência sofre diversas variações não possibilitando seu ligamento diretamente na rede (BARROS, 2015; SLOOTWEG; KLING, 2003).

Uma peculiaridade para o DFIG, é que o escorregamento é imposto pela velocidade angular da turbina eólica. Deste modo o DFIG pode fornecer potência mesmo em velocidades inferiores a velocidade síncrona do estator (BARROS, 2015). A Equação 5 demonstra a relação entre a potência do rotor e a potência do estator.

$$P_r = -s \cdot P_s \quad (5)$$

Onde P_r é a potência do rotor e P_s é a potência do estator e s é o escorregamento.

O escorregamento é dado pela velocidade angular do rotor e do estator, conforme Equação 6.

$$s(\%) = \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_s} \cdot 100 \quad (6)$$

Onde ω_r é a velocidade angular do rotor, ω_s é a velocidade do estator.

A potência entregue pelo gerador sem considerar as perdas é dado pela Equação 7.

$$P_g = P_s + P_r \quad (7)$$

Reagrupando a Equação 7, é possível obter a Equação 8.

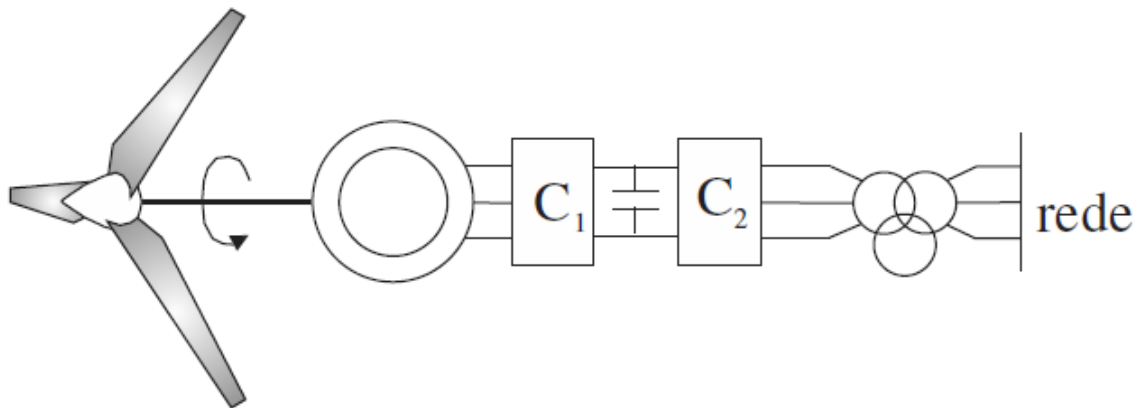
$$P_g = -s \cdot P_s + P_s \rightarrow P_s \cdot (1 - s) \quad (8)$$

Da Equação 8, é possível verificar que a potência gerada pelo DFIG sempre será positiva. O controle de potência ativa e reativa do DFIG são realizados pelos conversores e controladores de tensão, a potência reativa é originada do estator do gerador (BARROS, 2006).

2.4.2 PMSG

O modelo de geração eólica utilizando o gerador PMSG é representado na Figura 7.

Figura 7 - Modelo de geração PMSG



Fonte: Adaptado de Barros (2015).

Para o modelo da Figura 7, é utilizado um gerador de múltiplos pólos com ímã permanente, com baixa velocidade de rotação e não há a necessidade de utilizar uma caixa de engrenagens e escovas, por estes motivos o PMSG é bastante empregado em turbinas eólicas *offshore* (SLOOTWEG; KLING, 2003).

Chen e Deng (2008) estudaram as principais características do PMSG e concluíram que a geração eólica com esta topologia apresenta uma aprimorada

eficiência em velocidades de vento variável, além de dispensar a utilização de anel coletor e de fonte de excitação externa para excitação do campo da máquina e consequentemente redução das perdas térmicas. Os autores também relatam sua indicação para utilização do PMSG em ambientes *offshore*.

O gerador PMSG possui elevado número de polos para compensar as baixas velocidades de rotação, pois se encontram ligados diretamente ao rotor. Por sua vez, o rotor possui excitação à imã permanente gerando a tensão de campo necessária para operação em velocidade de vento variável. A interligação com a rede elétrica é feita através de um conversor do tipo CA-CC-CA ou *back-to-back*, na qual o lado da rede elétrica funciona com um conversor de frequência, que tem a função de fazer o controle de tensão e de reativo.

Barros (2015) e Chen e Deng (2008) elencaram as vantagens do PMSG que são a alta eficiência, não há necessidade de utilização de engrenagens e escovas diminuindo as perdas mecânicas; não há necessidade de fonte externa para excitação primária, assim o conjunto que fica presente na nacelle se torna mais leve e por não apresentar alguns componentes a manutenção é mais simples.

Muitos autores modelam matematicamente o gerador PMSG por meio de coordenadas Odq com conservação da potência, a partir de um modelo de eixo estacionário abc (BARROS, 2015; BERNARDES, 2009; PANDEY; NITYANAND, 2018). Este modelo matemático condiz com o bloco de gerador PMSG obtido da biblioteca do *Simulink*, que será utilizado posteriormente, no bloco de modelagem deste trabalho e apresentado na seção 4.

As coordenadas abc podem ser descritas de forma compacta através das Equações 9 e 10.

$$V_{abc} = R_s \cdot i_{abc} + \frac{d}{dt} \psi_{abc} \quad (9)$$

$$\psi_{abc} = L_{abc} \cdot i_{abc} + \psi_{pmabc} \quad (10)$$

Onde ψ_{pmabc} é o fluxo magnético máximo entre as fases a , b e c do estator, R_s é a resistência do rotor, L_{abc} é a indutância do rotor entre as fases, V_{abc} são as componentes de tensão e i_{abc} são as componentes de corrente, lembrando que os enrolamentos do estator são deslocamentos igualmente em 120° . Além disso as

componentes abc são expressas em matrizes transpostas, conforme Equações 11, 12, 13 e 14.

$$V_{abc} = [v_a \ v_b \ v_c]^T \quad (11)$$

$$I_{abc} = [i_a \ i_b \ i_c]^T \quad (12)$$

$$\psi_{abc} = [\psi_a \ \psi_b \ \psi_c]^T \quad (13)$$

$$\psi_{pmabc} = [\psi_{pma} \ \psi_{pmb} \ \psi_{pmc}]^T \quad (14)$$

$$R_s = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \quad (15)$$

$$L_{abc} = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ab} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} \quad (16)$$

Com as Equações de 11 a 16, é possível obter um modelo trifásico onde as indutâncias são funções do ângulo θ_c entre fases (BERNARDES, 2009). Além disso, é mais conveniente e intuitivo representar o sistema de equações acima de forma bifásica, pois deste modo, obtém-se um modelo onde as indutâncias são invariantes em relação ao ângulo entre fases e rotor.

Após o modelo de coordenadas trifásica abc exposto acima, é possível converter o sistema para coordenadas síncronas $0dq$, pois a forma trifásica apresenta acoplamento entre o estator e a posição do rotor θ_e tornando a análise mais complexa. Posto isso, é interessante fazer a mudança $0dq$ para que as indutâncias fiquem invariantes no tempo (BERNARDES, 2009; BARROS, 2015).

Para a modelagem bifásica, mantém-se em fase o eixo d com o fluxo do campo magnético e é alinhado o eixo magnético do rotor com o eixo dq , que gira a uma velocidade angular elétrica ω_e . Além disso, o eixo d é adiantado em 90° do eixo q . A transformação de coordenadas é observada na Figura 8.

As componentes de tensão, corrente e fluxo de campo magnético podem ser escritas em função da matriz de transformação, conforme Equações 22, 23, 24 e 25.

$$V_{dq} = [v_d \ v_q]^T \quad (22)$$

$$I_{dq} = [i_d \ i_q]^T \quad (23)$$

$$\psi_{dq} = [\psi_d \ \psi_q]^T \quad (24)$$

$$\psi_{pmdq} = [\psi_{pmd} \ \psi_{pmq}]^T \quad (25)$$

Para a análise bifásica é necessário assumir que o fluxo magnético está alinhado ao eixo d , ou seja, o fluxo magnético no eixo q é nulo. Deste modo, a expressão de transformação é descrita na Equação 26.

$$V_{dq} = (T_{dq0} \cdot R_s \cdot T_{dq0}^{-1}) \cdot i_{dq} + T_{dq0} \left(\frac{d}{dt} T_{dq0}^{-1} \right) \cdot \psi_{dq} + T_{dq0} \cdot T_{dq0}^{-1} \cdot \left(\frac{d}{dt} \psi_{dq} \right) \quad (26)$$

Além disso, é possível representar as Equações de fluxo, conforme Equação 27.

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \psi_{pm} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (27)$$

Fazendo a substituição da Equação 27 na Equação 26, obtém-se as Equações 28 e 29.

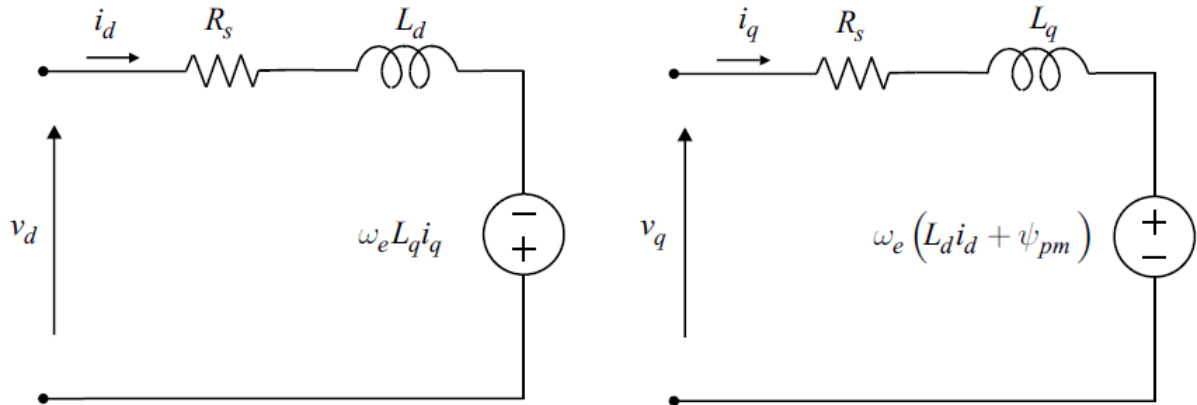
$$V_d = R_s \cdot i_d - \omega_e \cdot L_q \cdot i_q + L_d \frac{d}{dt} i_d \quad (28)$$

$$V_q = R_s \cdot i_q + \omega_e \cdot (L_d \cdot i_d + \psi_{pm}) + L_q \frac{d}{dt} i_q \quad (29)$$

Onde L_d e L_q são indutâncias do enrolamento do estator.

Com as Equações demonstradas, é possível obter o esquema elétrico das ligações entre resistência e indutância e fluxo magnético do PMSG, conforme Figura 9.

Figura 9 - Representação elétrica das coordenadas $dq0$



Fonte: Bernardes (2009).

A potência que pode ser extraída dos circuitos da Figura 9 pode ser descrita pela Equação 30, representada por coordenadas dq .

$$P_e = \frac{3}{2} (v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q) \quad (30)$$

Além disso, fazem parte da potência elétrica do gerador PMSG, as perdas da resistência do estator e as perdas que ocorrem devido à variação do fluxo magnético, ou seja, energia armazenada na indutância do PMSG. Além da potência entregue pelo PMSG, há também a atuação do conjugado elétrico, que é dependente do número de pólos e da velocidade de rotação do eixo mecânico e velocidade angular elétrica. A velocidade angular elétrica é indicada na Equação 31.

$$\omega_e = \frac{N_p}{2} \cdot \omega_m \quad (31)$$

Onde ω_e é a velocidade angular elétrica, ω_m é a velocidade mecânica, N_p é o número de polos. O conjugado elétrico é demonstrado na Equação 32.

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot \frac{N_p}{2} [\psi_{pm} \cdot i_q + (L_d - L_q) \cdot i_d \cdot i_q] \quad (32)$$

Para a modelagem do trabalho proposto, será considerado um gerador PMSG ideal, conforme bloco disponível no *Simulink*, deste modo, não há saturação magnética e perdas no núcleo do estator. Como o presente trabalho visa demonstrar a atuação do ângulo de *pitch* na geração eólica com PMSG e o foco do controle de *pitch* é a saturação da potência em velocidades de vento superiores a nominal, não é necessário considerar a saturação magnética do PMSG nem as perdas do núcleo do

estator, pois estas perdas e a saturação não terão influência na dinâmica do controle de *pitch*.

2.5 Conclusão

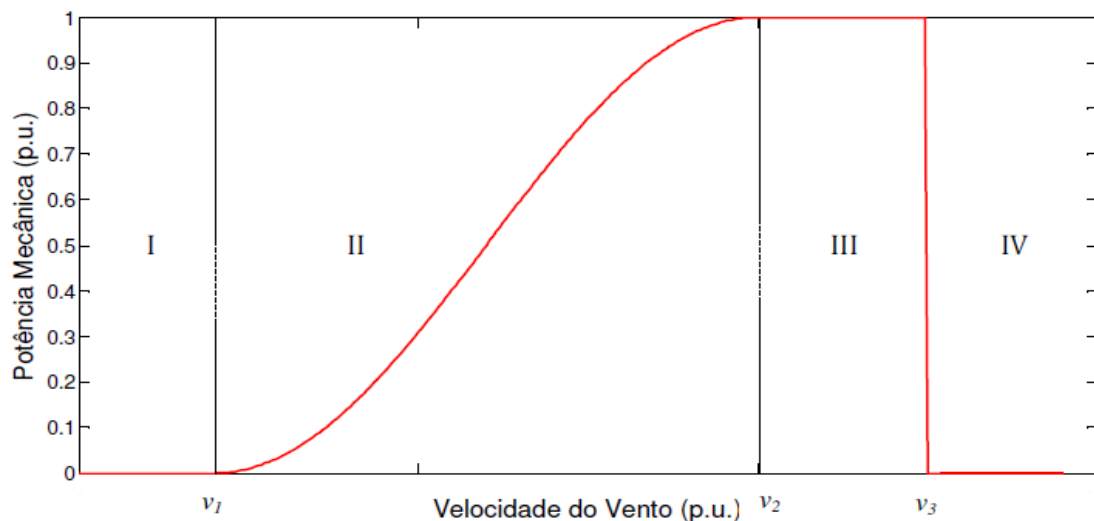
Neste capítulo foram apresentados os principais modelos de geradores empregados na geração eólica como o SCIG, DFIG e PMSG. Foi apresentado que um dos melhores tipos de geradores para ambiente *offshore* é o PMSG, pois não necessita de caixa de engrenagens e escovas e é totalmente desacoplado da rede elétrica por meio dos conversores de potência, deste modo, a entrega de potência não sofre com ventos extremamente variáveis, pois os conversores de potência seguram a potência em um nível praticamente constante por um determinado período. Este modelo é muito interessante para o controle de *pitch*, uma vez que ocorra um diferencial muito brusco de velocidade de vento, os conversores de potência conseguem manter a potência até que o ângulo de *pitch* seja totalmente estabelecido.

3 CONTROLE DE *PITCH*

Em decorrência das características imprecisas do vento e da impossibilidade de prever a variação abrupta de vento em um curto espaço de tempo, técnicas de controle são empregadas nas turbinas eólicas para garantir a segurança mecânica e elétrica do conjunto eólico elétrico. Deste modo, o controle de *pitch* é empregado nas turbinas eólicas quando a velocidade de vento supera a nominal, limitando a potência gerada e garantindo uma geração de potência constante e segura para a máquina elétrica (PAN, 2020).

O controle de *pitch* é melhor empregado em regiões onde a velocidade de vento tende a ultrapassar a velocidade nominal e consequentemente diminuiria o coeficiente de potência. Existem três regiões de operação para a turbina eólica conforme indicado na Figura 10.

Figura 10 - Regiões de operação da turbina



Fonte: Adaptado de Barros (2015).

A Figura 10 apresenta as regiões de operação da turbina e é possível identificar que na região I a velocidade do vento ainda não foi suficiente para movimentar as pás, logo não haverá geração de potência. A região II é conhecida como sendo o estágio de rastreamento do ponto de máxima potência ou MPPT, nesta região é verificado o ponto onde haverá um maior coeficiente de potência e consequentemente será extraído a maior potência possível. Desse modo, após o rastreamento da MPPT, o controle de *pitch* entra em ação controlando o ângulo de

inclinação das pás quando for percebido uma velocidade de vento superior, representado pela região III, caso o vento continue superior a nominal a turbina pode entrar na região IV, ou perda total de geração para evitar exaustão da turbina.

Existem diversas maneiras de controle para limitar a potência e garantir a segurança da turbina. Zhang *et al.* (2017) propuseram um controle de fadiga de carga das pás de uma turbina eólica *offshore*, através de um algoritmo numérico com manipulação do ângulo de azimute de posição da pá e do rotor. Como resultado obteve-se uma melhora na ativação no *flap* do rotor, garantindo um amortecimento do sistema e diminuindo as cargas atuantes no eixo do rotor.

Pandey e Nityanand (2018) modelaram e realizaram simulações, através do Simulink/ Matlab, da variação de vento constante que incide nas pás das turbinas eólicas, com o intuito de verificar o desempenho dinâmico das turbinas com gerador de ímã permanente (PMSG). A simulação abordou 2 cenários de variação de vento, sendo a primeira simulação de 7 m/s a 12 m/s e a segunda simulação de 12 m/s a 14 m/s. Concluíram que para ambos os cenários, a variação do vento implica em uma demora na estabilização dos parâmetros do gerador, principalmente no torque do gerador. Uma possível solução para minimizar a demora na estabilização é a alteração no ângulo de incidência do vento e alteração no ângulo de disparo dos conversores.

Li, Zhao e Zui-Bing (2013) apresentaram um modelo de controle associando o controle de ângulo de pá convencional ao controle do torque eletromagnético. É exaltado que para ambos os métodos de controle, o objetivo é a captação máxima de energia eólica sem comprometer o torque, ainda ressaltam que na maioria dos controles o intuito é a limitação de potência, mas ignoram o controle de velocidade do rotor. Assim, é indicado um controle conjunto entre torque eletromagnético e controle de inclinação do ângulo para manter a potência elétrica constante e para que o rotor consiga absorver as flutuações do sistema. O controle conjunto consiste em uma teorização de realimentação de estado para máquinas PMSG. Como base do sistema de controle é indicado que a realimentação ocorra para velocidade do rotor e energia elétrica fornecida ao sistema de geração. Os ajustes de inclinação de ângulo foram fixados em 5°/s e limitados em 90°, em função do tamanho das lâminas e para que a resposta em caso de rejeição seja rápida. Após a simulação, os resultados foram comparados entre controle conjunto proposto, controle de ângulo individual e controle de torque individual e é possível verificar que a respostas obtidas

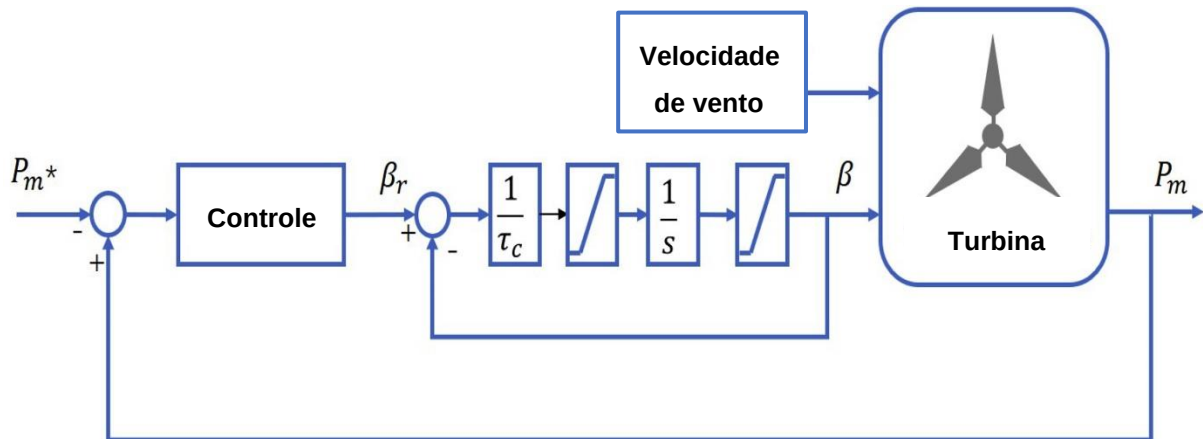
com o controle proposto são superiores, viabilizando a junção de controle de ângulo e controle de torque eletromagnético.

Abir, Mehdi e Lassaad (2017) modelaram a potência mecânica da turbina eólica, coeficiente de potência e torque mecânico para verificar o ponto de extração máxima de potência do vento. Em um primeiro momento os autores realizaram a modelagem matemática do gerador PMSG e o controle de corrente do estator, além de explicarem o funcionamento do controle do ângulo de inclinação com relação a velocidade do vento e a importância do controle da velocidade da turbina eólica para preservar a turbina de possíveis falhas mecânicas. Como resultado, concluíram que o modelo de controlador com lógica difusa é mais robusto que o controlador PI convencional, uma vez que apresentou resposta mais rápida do controle do ângulo com a variação da velocidade do vento. Verificaram também, que a potência máxima extraída é mais rápida obtida por meio do controle difuso.

Lin *et al.* (2010) apresentam um projeto de controlador deslizante difuso com lógica *fuzzy*, para atuação no eixo de torque mecânico das turbinas eólicas com gerador PMSG, além de relacionarem o controle de lógica difusa com o controle proporcional integrativo derivativo (PID) para o ângulo de inclinação da pá da turbina. A interação destes dois controladores tende a garantir um melhor rastreamento de ponto de potência máxima MPPT, assim como o rastreamento deslizante por *fuzzy* tende a verificar os limites de operação para a turbina. Os autores ressaltam que há certa dificuldade em se obter com precisão os parâmetros causadores de distúrbios, e que os mecanismos com *fuzzy* auxiliam na obtenção destes dados. Após as simulações, é possível verificar que há o correto rastreamento de velocidade do rotor, assim como o rastreamento de ponto de potência máxima é alcançado de acordo com a potência possível da turbina e do gerador. Também é verificado que o coeficiente de potência fica praticamente estabilizado em um valor próximo ao máximo.

Para o controle de inclinação, não é interessante aumentar a inclinação da pá para velocidade de vento inferior a nominal, portanto, este recurso é aplicado para velocidades de vento superiores a velocidade nominal, desta forma, classifica-se o controle de ângulo como diretamente proporcional, pois sua funcionalidade é para que o ângulo aumente quanto maior for a velocidade do vento e diminua na mesma proporção. Uma malha convencional de controle de *pitch* utilizada em turbinas eólicas é demonstrada na Figura 11.

Figura 11 - Modelo de controle de turbina com velocidade vento variável



Fonte: Adaptado de Pan (2020).

O modelo demonstrado na Figura 11 indica que a potência mecânica de entrada e de saída são os dados de entrada do sistema, além de indicar que o ângulo de inclinação das pás passa por um atraso de tempo antes enviar um sinal de controle ao atuador das pás rotor. Como forma de melhorar a resposta e a estabilidade do sistema de controle, frente às constantes variações do vento é possível implementar uma malha de controle PID repetitivo.

3.1 Atuadores

Os atuadores são sistemas hidráulicos ou eletromecânicos que tem a função de fazer a rotação das pás de forma de individual ou de forma simultânea entre todas as pás. A partir de um sinal de controle enviado pelo controlador, o atuador abre ou fecha as pás de forma rotacional.

3.1.1 Controlador de *pitch* hidráulico

O controlador PID terá ação direta no servo controlador das pás do rotor, a Figura 12 apresenta um modelo de controlador de passo hidráulico.

Figura 12 – Controlador hidráulico de ângulo das pás



Fonte: Baldo (2019).

O sistema hidráulico que é indicado na Figura 12 é caracterizado por possuir força de atuação elevada, restrição de espaço e alto grau de confiabilidade. Este sistema utiliza válvulas proporcionais direcionais, que possuem boa dinâmica de resposta para controladores PID (BALDO, 2019).

Segundo Baldo (2019), os atuadores hidráulicos são indicados para o controle de ângulo *pitch*, pois a hidráulica envolvida tem a capacidade de movimentar cargas elevadas com atuadores em menores dimensões, além de possuírem elevada precisão de controle e velocidade de resposta adequada.

3.1.2 Controlador de *pitch* eletromecânico

Os controladores eletromecânicos, Figura 13, são uma opção para o controle de ângulo das pás. Neste tipo de mecanismo, há um elevado número de engrenagens, diversificando a relação de torque e velocidade de rotação das pás, contudo, é um sistema de alto custo e elevada manutenção, pois possuem um sistema de engrenagem planetária.

Figura 13 - Controlador eletromecânico do ângulo das pás do rotor



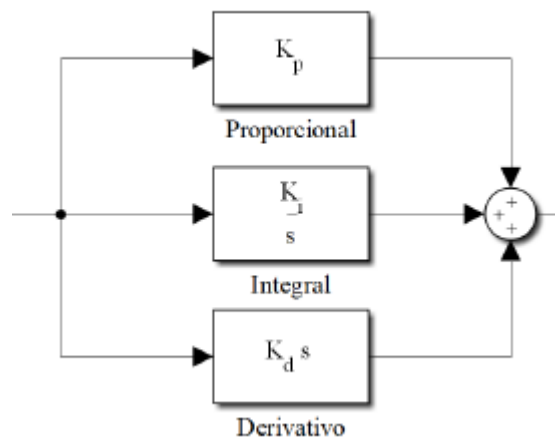
Fonte: Baldo (2019).

É perceptível que o atuador eletromecânico da Figura 13 pode ter a vantagem de possuir uma dimensão menor que a do atuador hidráulico. Este tipo de atuador é instalado no interior do *hub*.

3.2 PID

Um dos métodos mais difundidos para controle é a utilização de uma malha de controle proporcional integral derivativa ou PID. Este método de controle é amplamente utilizado em diversas áreas da engenharia, como por exemplo malhas de controle de velocidade de usinas hidrelétricas ou até mesmo malhas de posicionamento de distribuidores e atuadores hidráulicos. Sua utilização é muito robusta e de simples aperfeiçoamento. A malha de controle que será utilizada na modelagem do sistema proposto é apresentada na Figura 14.

Figura 14 - Malha de controle PID



Fonte: Autoria própria (2022).

Na Figura 14 o ganho proporcional (K_p) é um sinal do tipo proporcional que funciona como um multiplicador para o erro de controle. O ganho integral (K_i) refere-se a uma entrada proporcional ao erro, ou seja, está ligada no desempenho em regime permanente do sistema. O ganho derivativo (K_d) refere-se à parcela proporcional que é enviada ao sinal do erro, ou seja, é atuante diretamente no desempenho transitório do sistema.

3.3 Malha de controle

O sistema modelado na Figura 15 representa a malha de controle que tem como entrada do sistema a referência de velocidade do vento.

interessante, pois em casos de altas velocidades de vento o conversor de diodos IGBT consegue manter a geração de potência ativa por um período de tempo até que o sistema tenha a resposta necessária para o controle total da geração. Os parâmetros utilizados para a malha de controle de *pitch* da Figura 15 estão expostos na Tabela 1.

Tabela 1 - Parâmetros da malha de controle de *pitch*

Variável	Valor	Unidade
Ki	0,74	[adm]
Kd	2,10	[adm]
Kp	0,90	[adm]
Sat1_inf	0,00	[adm]
Sat1_sup	45,00	[adm]
Lim_inf	-1,00	[adm]
Lim_sup	1,00	[adm]
Kp'	7,00	[adm]
Sat2_inf	0,00	[adm]
Sat2_sup	25,00	[adm]
Kpr	7,00	[adm]

Fonte: Autoria própria (2022).

Os ganhos proporcional, integral e derivativo, foram obtidos após uma série de experimentações empíricas, até a resposta do sistema ser considerada satisfatória, ou seja, com mínima presença de *overshoot* ou sobressinal e com tempo de estabilização dos degraus de forma rápida e estável. Os limites de saturação foram obtidos de acordo com a metodologia do Pan (2020).

3.4 Conclusão

Neste capítulo foi apresentado a malha de controle PID que será utilizada na modelagem do controle de *pitch* além de serem apresentadas as variáveis do sistema de controle de *pitch* proposto, enumerando os valores de ganhos proporcionais, derivativos e integrais e seus limites de operação e saturação. Também é apresentado os dois modelos de atuadores mais utilizados na rotação das pás do rotor. A melhor resposta do sinal de controle e os valores dos ganhos foram obtidos após uma série de experimentações e verificação da oscilação presente em cada deslocamento de velocidade de vento, manteve-se os valores que apresentaram menor *overshoot* e tempo de amortecimento mais rápido.

4 MODELAGEM

Em função da alta variabilidade de vento em que as turbinas eólicas são submetidas, foi escolhido o ambiente *offshore* como base do estudo, pois há uma tendência mundial na instalação de parques eólicos de grande porte em ambiente marinho. E há grande preocupação na estabilização do sistema elétrico com estas fontes, uma vez que a elevada variabilidade do vento pode interromper a produção de energia elétrica por um determinado tempo.

4.1 Definição dos dados de entrada

Será escolhido o sistema de controle de *pitch* como forma de proteção do conjunto aerogerador e de uma tentativa de estabilização da geração para ventos superiores aos nominais, ou seja, sem a necessidade de retirar uma torre eólica de operação. Será tomado como base de topologia de controlador, o controle proporcional integrador derivativo (PID). Este tipo de controle é utilizado em diversas áreas e possui uma resposta adequada para aplicação de geração eólica. A dinâmica dos ventos será considerada de ambientes *offshore* e a modelagem será realizada com gerador PMSG.

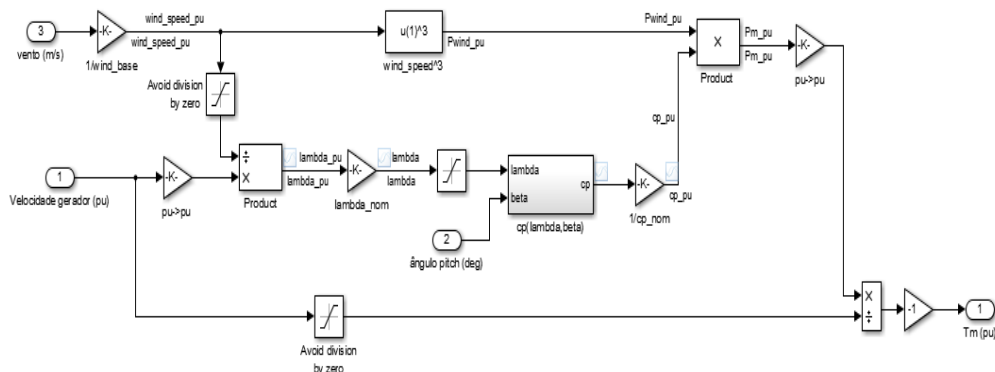
Além disso, serão simulados três cenários de ventos distintos, sendo o cenário 1 com velocidades de vento extremamente variáveis e sem condição de ultrapassagem de velocidade máxima de vento da turbina, sendo possível verificar a atuação do ângulo de *pitch* e a variação das variáveis associadas ao ângulo β . Para o cenário 2 serão apresentados degraus constantes de 2 m/s na velocidade do vento com intuito de verificar o comportamento de acomodação da malha de controle. E por fim, o cenário 3 apresentará velocidades de vento extremamente variáveis com ultrapassagem da velocidade máxima suportada pela turbina eólica, sendo possível visualizar a retirada de operação da turbina eólica.

4.1.1 Modelo de turbina do *Simulink*

A Figura 16 representa o modelo de turbina eólica interna do *software Simulink*. Para a aplicação na modelagem deste trabalho, foi necessário fazer

algumas alterações nas entradas das variáveis e nos ganhos da malha de controle. As alterações foram necessárias para adequar o modelo com o sistema de *pitch* proposto, pois foram alterados os níveis de saturação para o ângulo β , além de abrir a margem de saturação da velocidade de vento.

Figura 16 - Modelo de turbina eólica do Simulink



Fonte: Adaptado de Simulink (2022).

No modelo apresentado na Figura 16, algumas variáveis foram ajustadas para o cálculo do coeficiente de potência (C_p) e da velocidade específica (λ). A resposta ao sistema será apresentada nos cenários simulados das próximas sessões. Os valores utilizados de base para o modelo do Simulink são indicados na Tabela 2.

Tabela 2 - Dados simulação da turbina eólica

Variável	Valor	Unidade
Pot_nt	36,00	kW
Pot_ng	40,00	kW
Vento_b	12,00	m/s
Rot_b	1,00	pu

Fonte: Autoria própria (2022).

Os valores apresentados, na Tabela 2, são necessários para conversão das unidades para por unidade (pu). Os valores dos ganhos e limites de saturação do modelo do Simulink foram alterados para apresentar uma melhor resposta ao sistema. Os valores dos ganhos da malha da Figura 14 são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Dados da simulação da malha do *Simulink*

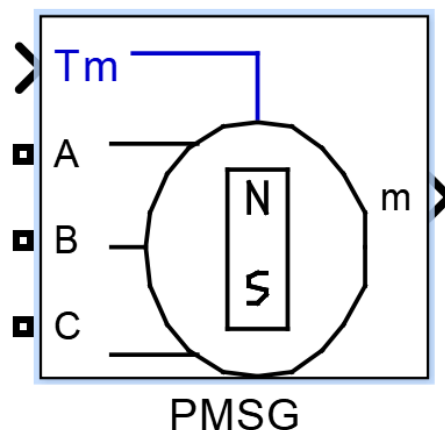
Variável	Valor	Unidade
-K1-	0,08	[adm]
Sat_by_0_1	50E3	[adm]
Sat_by_0_2	50E-3	[adm]
-K2-	0,08	[adm]
-K3-	2,08	[adm]
Sat2_inf	Inf	[adm]
Sat2_sup	1E3	[adm]

Fonte: Autoria própria (2022).

Os dados expressos na Tabela 3 são internos ao *Simulink* e sofreram alteração para o trabalho proposto.

4.1.2 Modelo de gerador PMSG do *Simulink*

Na modelagem proposta foi utilizado o bloco *Permanet Magnet Synchronous Machine (mask) (link)*, representado na Figura 17, modelo que possui diversas propriedades internas que fazem jus ao modelo real de PMSG.

Figura 17 - Modelo de PMSG do *Simulink*

Fonte: Adaptado de *Simulink* (2022).

O bloco de PMSG demonstrado na Figura 17 pode ser modelado com três entradas diferentes, que são o torque, T_m , a velocidade de rotação em rad/s e rotação mecânica ideal. As saídas do bloco são a variável m que é possível extrair a rotação do gerador em rad/s, o ângulo do rotor em α e o torque eletromagnético em N.m e as saídas A, B e C são a saída de tensão trifásica.

Além das características de simulação é possível indicar os valores das variáveis internas e características elétricas dos materiais do modelo, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros do PMSG

Variável	Valor	Unidade
Num_fase	3,00	[adm]
Rs	0,425	Ω
L	0,00195	H
Fluxo da armadura	0,433	V.s
Inércia	0,0197	kg.m ²
Viscosidade	0,001189	N.m.s
Torque	5,00	N.m

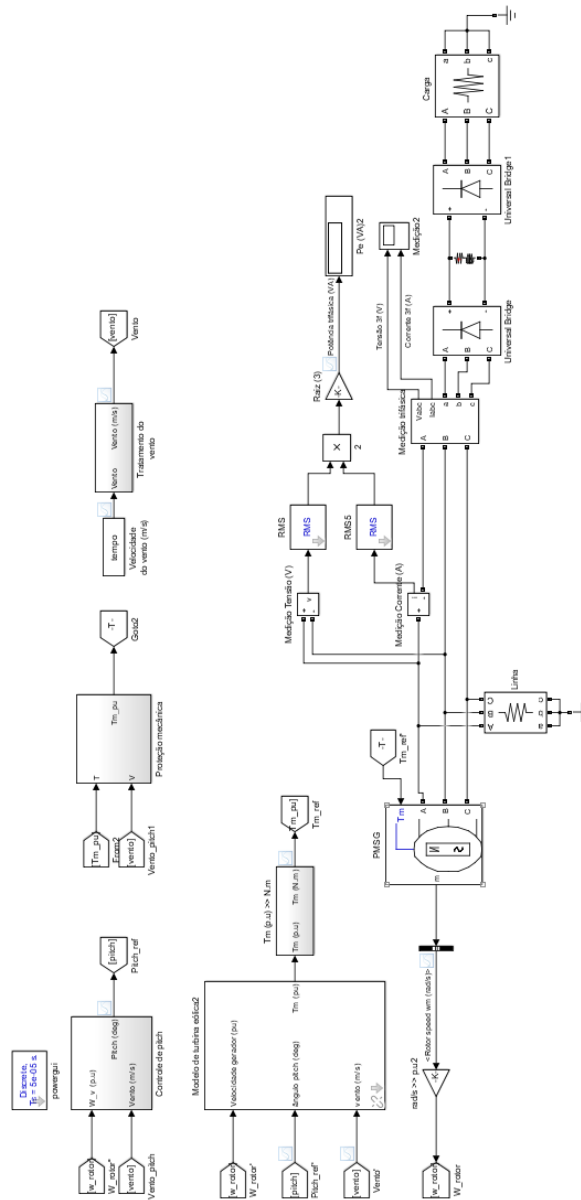
Fonte: Autoria própria (2022).

Na Tabela 4 estão representados os valores utilizados na simulação do modelo. Cada variável foi escolhida de maneira hipotética, respeitando as características elétricas de um gerador real.

4.2 Sistema modelado

Será modelado o controlador *pitch* no ambiente *Simulink*, considerando um modelo de turbina eólica interna do *Simulink* apresentado na seção 4.1.1 e um modelo de PMSG também interno do *Simulink* apresentado na seção 4.1.2. O sistema completo, com a malha de controle sugerida, o modelo de PMSG, o modelo de turbina e o modelo de linha é indicado na Figura 18 e a escolha do *software* foi feita por se tratar de um ambiente amplamente utilizado na modelagem de sistemas elétricos.

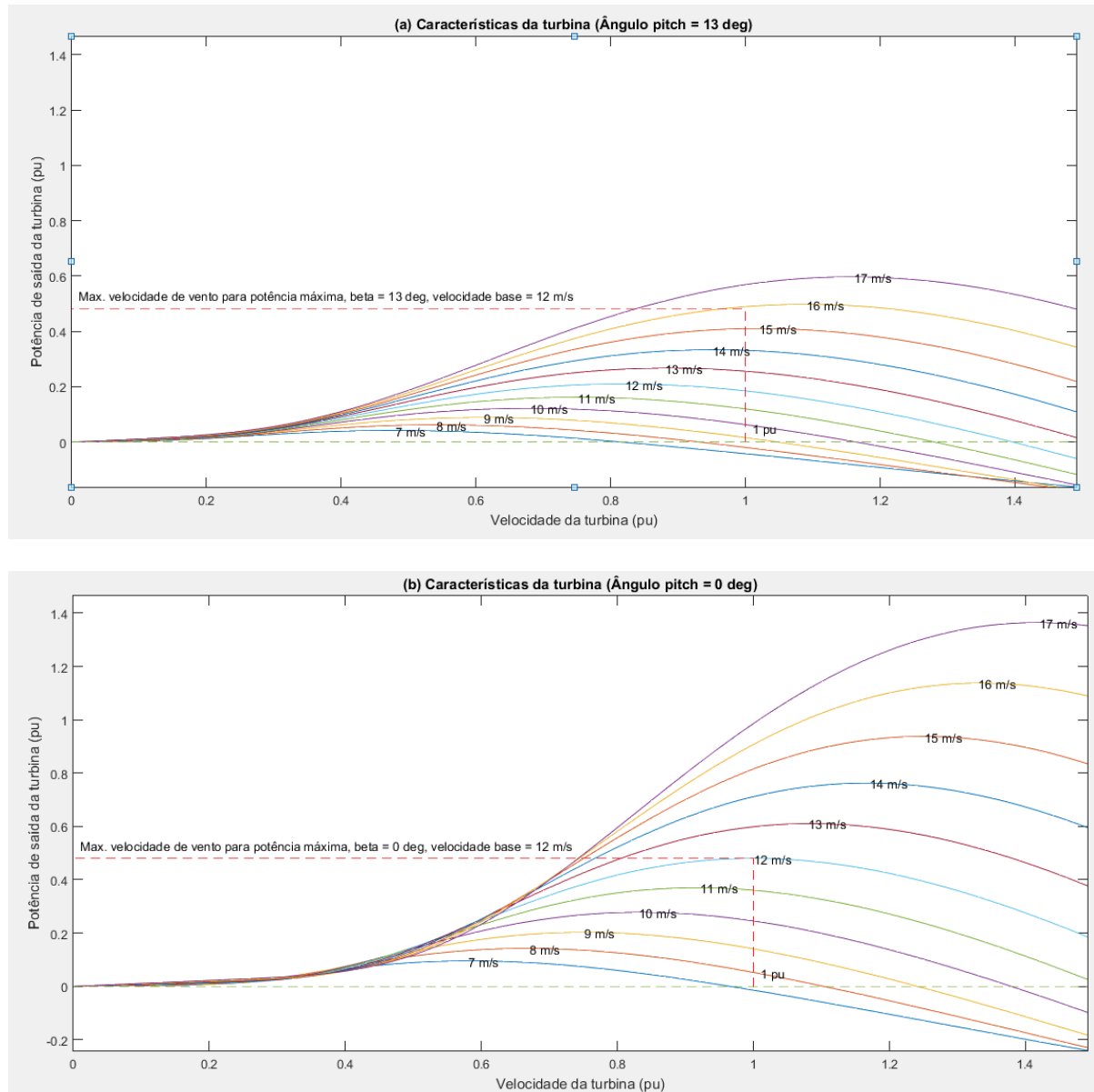
Figura 18 - Sistema modelado



Fonte: Autoria própria (2022).

Os parâmetros de simulação da modelagem indicada na Figura 18 estão apresentados nas Tabelas 1, 2, 3 e 4. Além disso, a Figura 19(a) apresenta a curva de características da potência da turbina para um ângulo β de 13° e a Figura 19(b) apresenta a curva de características da potência da turbina para um ângulo β de 0° .

Figura 19 - Características da turbina eólica do modelo (a): $\text{pitch} = 13^\circ$ e (b): $\text{pitch} = 0^\circ$



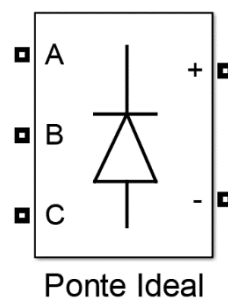
Fonte: Adaptado de *Simulink* (2022).

Para ambos os casos da Figura 19(a) e (b), considerou-se como base da velocidade de vento 12 m/s e um coeficiente máximo de potência de 0,48 p.u. A Figura 19(a) comprova que um ângulo β de 13° possibilita manter a máxima potência próxima de 0,48 p.u para uma velocidade de vento de até 16 m/s, ou seja, é possível operar a turbina acima da base de vento de 12 m/s. Já na Figura 19(b), verifica-se que a máxima velocidade de vento para um ângulo β de 0° é de 12 m/s, ou seja, 1 p.u de velocidade, fazendo com que a turbina não consiga atingir uma potência maior e

qualquer variação de vento acima de 12 m/s, haverá perda de potência em consequência da não movimentação das pás.

Como forma de representar os conversores CC – CA – CC necessários ao PMSG, para que este fique isolado da rede elétrica, foram adicionados dois módulos retificadores com modelo de diodo IGBT, conforme modelo interno do *Simulink* visualizado na Figura 20. O modelo também apresenta três blocos de medição de tensão e de potência trifásica.

Figura 20 - Ponte de diodos universal do *Simulink*



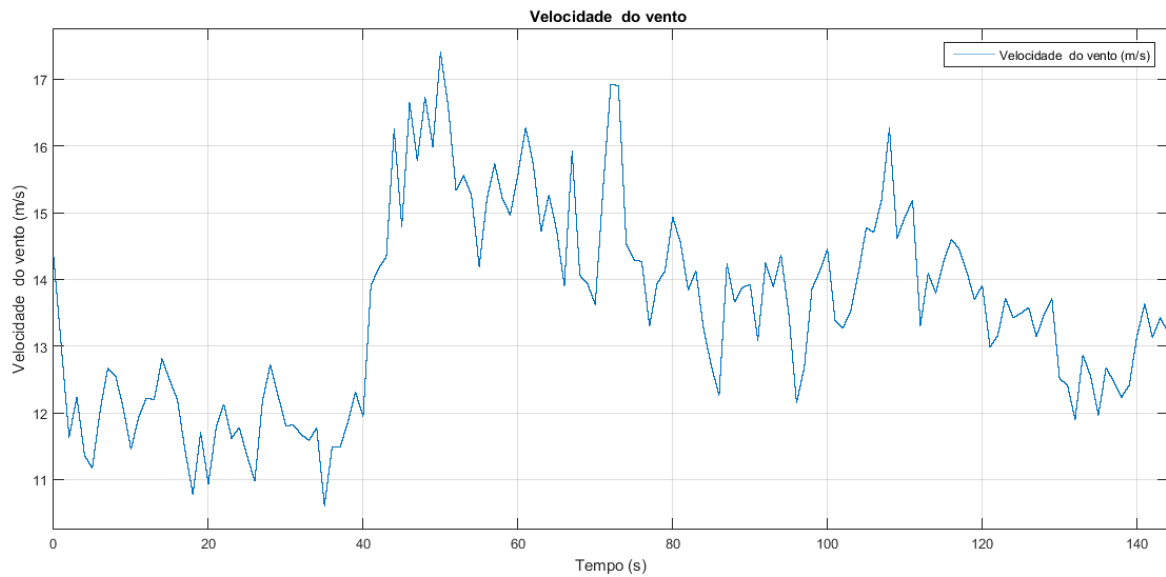
Fonte: Adaptado do *Simulink* (2022).

A presença de um retificador de potência para interligação do sistema eólico a rede elétrica é de suma importância, pois os conversores de potência ajudam no controle de potência e na regulação de tensão primária.

4.3 Cenário 1

O cenário 1 tende a reproduzir velocidades de vento extremamente variáveis que são esperadas em um ambiente *offshore*. A Figura 21 representa a entrada de vento utilizada na simulação.

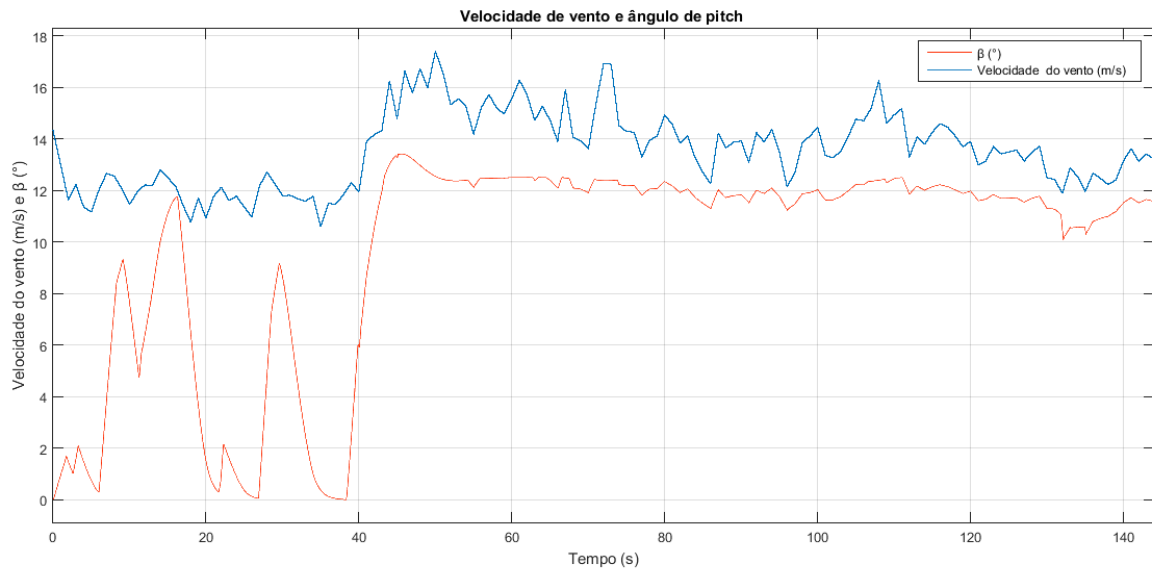
Figura 21 – Cenário 1: Entrada de vento



Fonte: Autoria própria (2022).

Da Figura 21 é possível verificar que a velocidade do vento varia entre cerca de 9 m/s e 18 m/s, com um comportamento bastante variável. Turbinas expostas a este tipo de vento devem ser preparadas para dar uma resposta condizente para o sistema elétrico. É possível identificar uma rajada de vento no instante 40s, onde há um súbito aumento na velocidade de vento, alterando consideravelmente o torque desta turbina. Neste caso é interessante que o controle de *pitch* entre em ação para fazer o rastreamento do ponto máximo de potência ou MPPT. A Figura 22 demonstra a atuação do ângulo de *pitch*.

Figura 22 – Cenário 1: Comportamento do ângulo de *pitch*

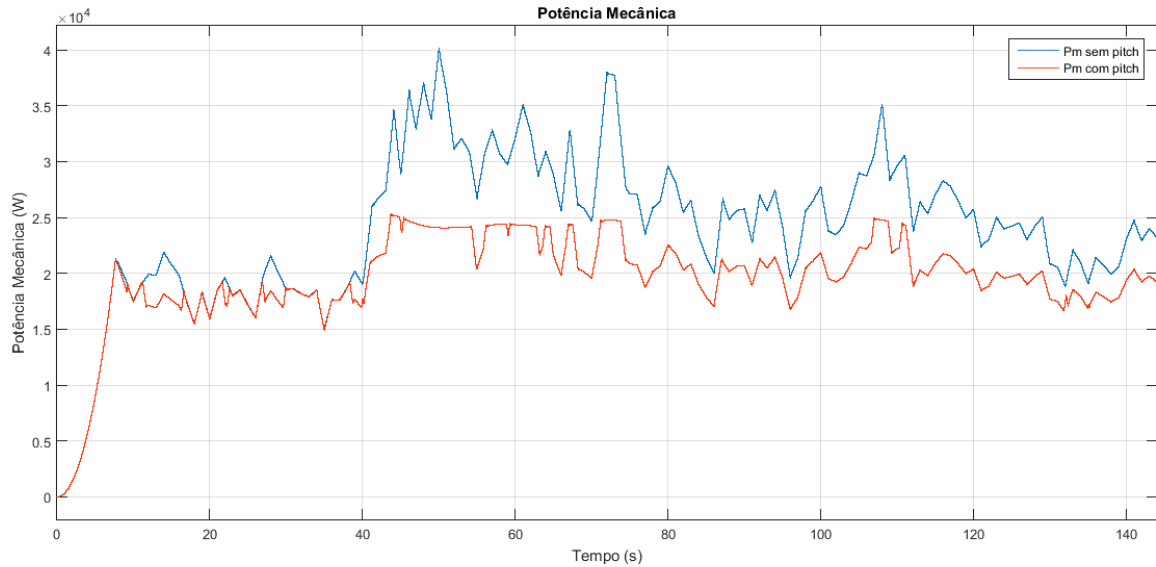


Fonte: Autoria própria (2022).

Para esta simulação configurou-se a turbina eólica para sair da região de *stall* com uma velocidade de 12 m/s. É possível identificar da Figura 22 que o ângulo de *pitch* começa atuar quando a velocidade do vento está acima da configurada, como em cerca de 5s e na rajada de vento em torno de 40s. Verifica-se que nas velocidades de vento acima de 14 m/s o ângulo de atuação β varia em cerca de 12°. Lembrando que o ângulo de *pitch* β sofre atuação direta da velocidade do vento, não tornando-se plenamente constante.

A Figura 23 representa a potência mecânica extraída para uma turbina com controle com *pitch* e para uma turbina sem controle de *pitch*. As respostas foram obtidas considerando a entrada de vento representada na Figura 21.

Figura 23 – Cenário 1: Potência mecânica extraída

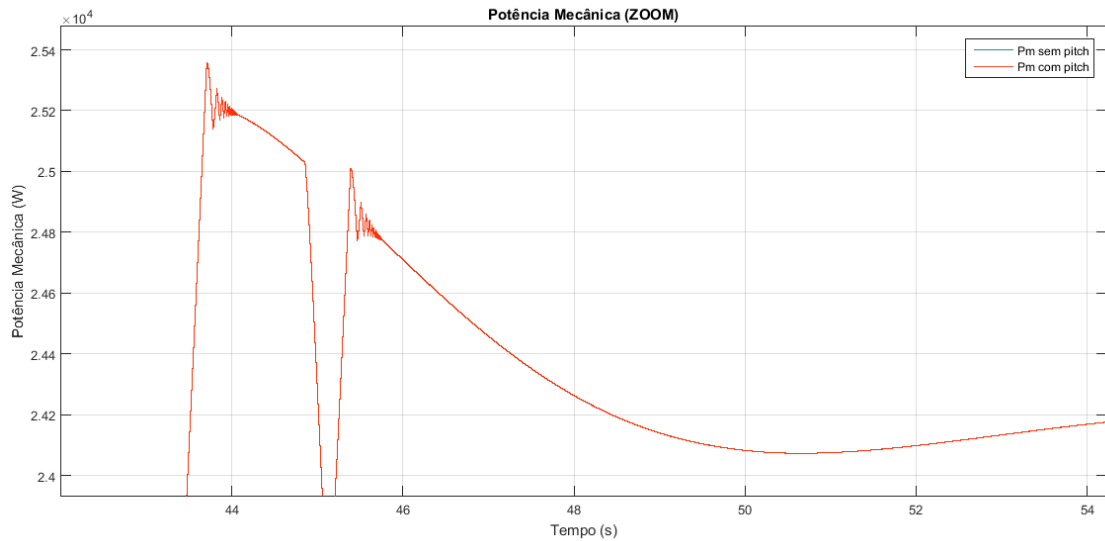


Fonte: Autoria própria (2022).

Na Figura 23 a curva em azul representa um sistema sem controle de *pitch*, ou seja, β fixo em 0° e a curva em vermelho representa o sistema com controle de *pitch* implementado. Verifica-se que em velocidades de vento mais baixas a potência extraída com controle de *pitch* e sem controle de *pitch* são muito próximas, devido ao fato de o ângulo de *pitch* não entrar em completa operação ou ser muito baixo. Lembrando que a potência mecânica é diretamente influenciada pelo vento e pelo β de acordo com o coeficiente de potência.

É interessante verificar que em 40s, na Figura 23, quando há uma rajada de vento, a potência mecânica tende a um súbito incremento na potência, o que é extremamente prejudicial à turbina eólica, uma vez que será gerado um torque extremamente forte. Verifica-se no mesmo ponto de 40s, que a implementação com controle de *pitch* consegue limitar a potência em torno de 25 kW, além de suavizar o degrau de potência ao qual foi exposto.

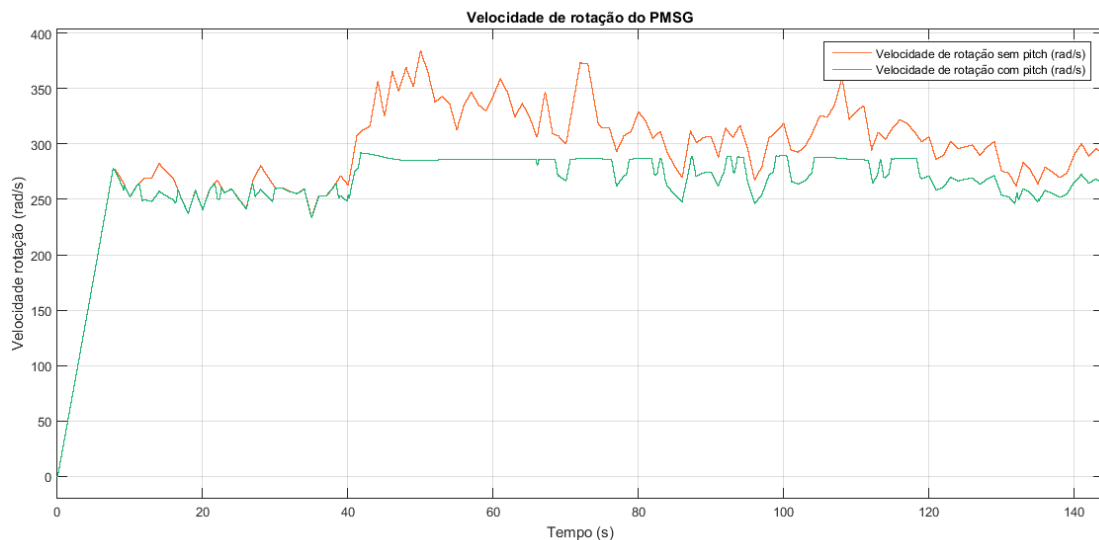
Figura 24 – Cenário 1: Aproximação da Potência mecânica extraída



Fonte: Autoria própria, 2022.

Da Figura 24 é possível verificar o amortecimento imposto pelo sistema de controle. Este amortecimento pode ser controlado de acordo com os ganhos que são inseridos na malha do controlador PID. O *overshoot* ou sobressinal verificado é influência do ganho proporcional e o atraso na acomodação do sinal é característica do ganho integrador. Na Figura 25, em verde é apresentado a velocidade de rotação da turbina eólica para um sistema com a presença de controle de *pitch* e a curva em laranja sem controle de *pitch*.

Figura 25 – Cenário 1: Velocidade rotacional

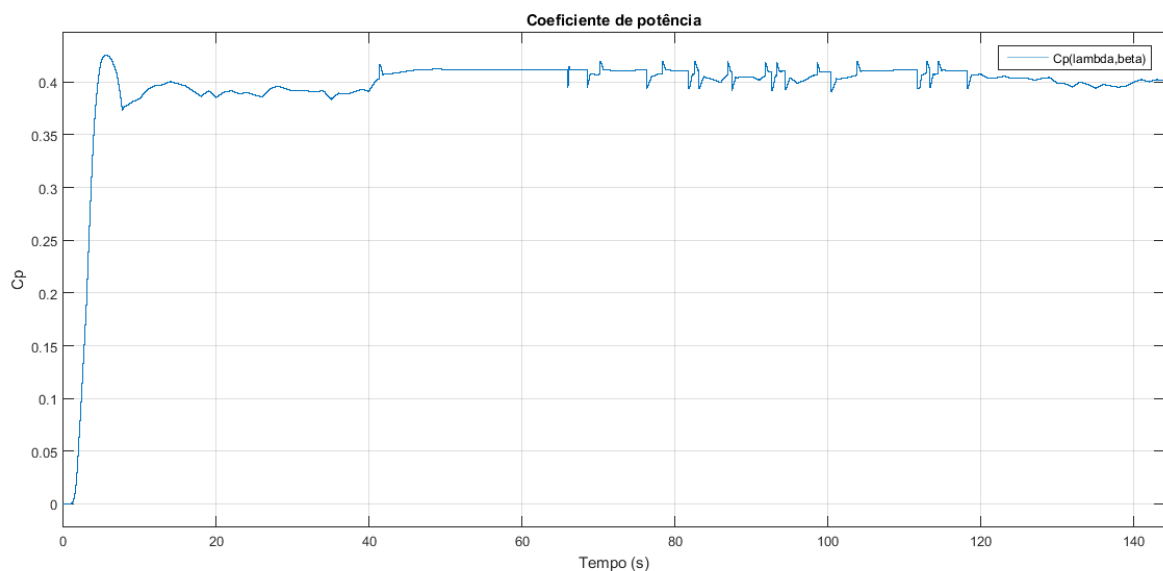


Fonte: Autoria própria (2022).

É possível verificar da Figura 25 que a resposta é mais constante, principalmente no período de tempo entre 40s e 70s, onde há uma elevada rajada de vento. É interessante salientar que a partir de uma determinada velocidade de vento, o controle de *pitch* em conjunto com os atuadores hidráulicos ou mecânicos, deixa a pá em uma posição angular que mantém a rotação praticamente constante. Fica evidente ao comparar as duas curvas da Figura 25 que o controle de *pitch* é importante para assegurar a velocidade de rotação máxima permitida pelo rotor.

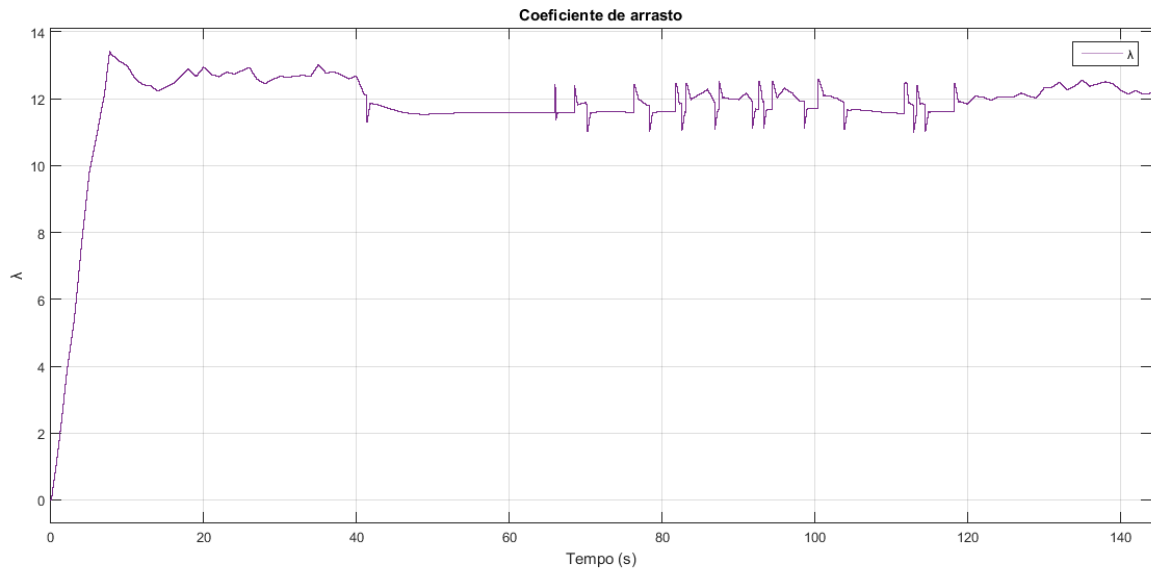
De acordo com as Figura 26 e 27, é possível verificar que o coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ é diretamente influenciado pelo ângulo de *pitch* e pelo ângulo de arrasto, conforme indicado na Equação 3.

Figura 26 – Cenário 1: Coeficiente de potência



Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 27 – Cenário 1: Coeficiente de arrasto



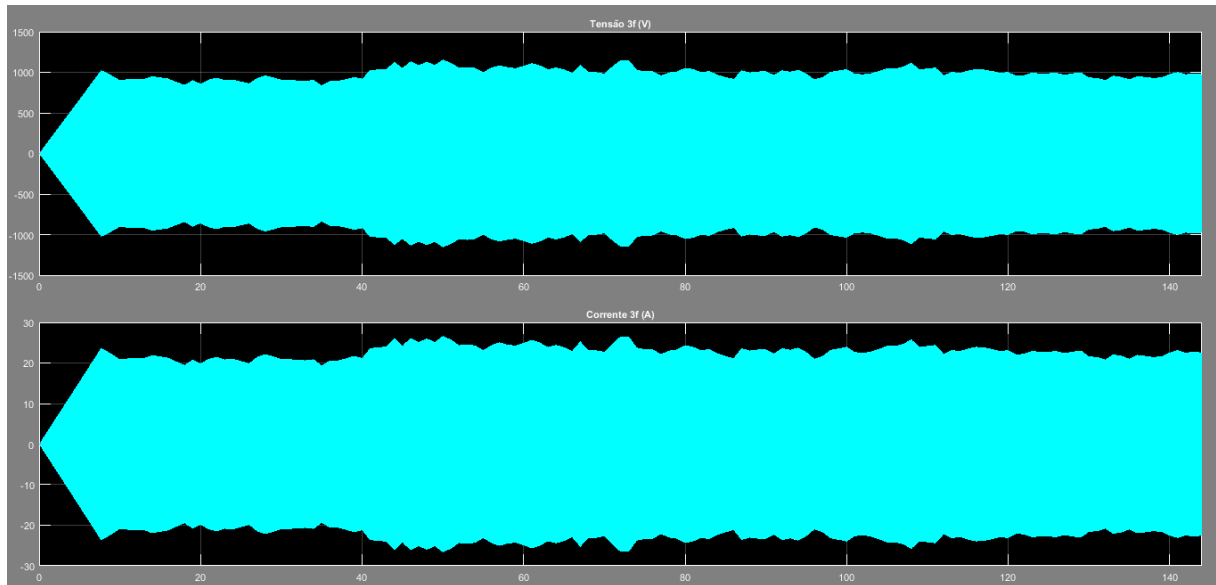
Fonte: Autoria própria (2022).

De acordo com as Figuras 26 e 27, é possível indicar um valor de velocidade específica λ que sempre irá maximizar o valor do $C_p(\lambda, \beta)$. Da Figura 26 é evidente que o coeficiente de potência tende a manter uma estabilização ao decorrer do tempo, assim como a velocidade específica λ do sistema, conforme indicado na Figura 27. Essa interação entre ângulo de *pitch* e velocidade específica tende a equalizar o ponto máximo de potência ou MPPT, que também determinará o coeficiente de potência máximo do sistema.

4.3.1 Cenário 1: Nível de tensão e corrente

Após a simulação do cenário 1, considerando a entrada de vento representada na Figura 21, é possível observar a tensão induzida e a corrente, na Figura 28, após a rotação das pás que gera um torque mecânico que induz o campo do gerador PMSG.

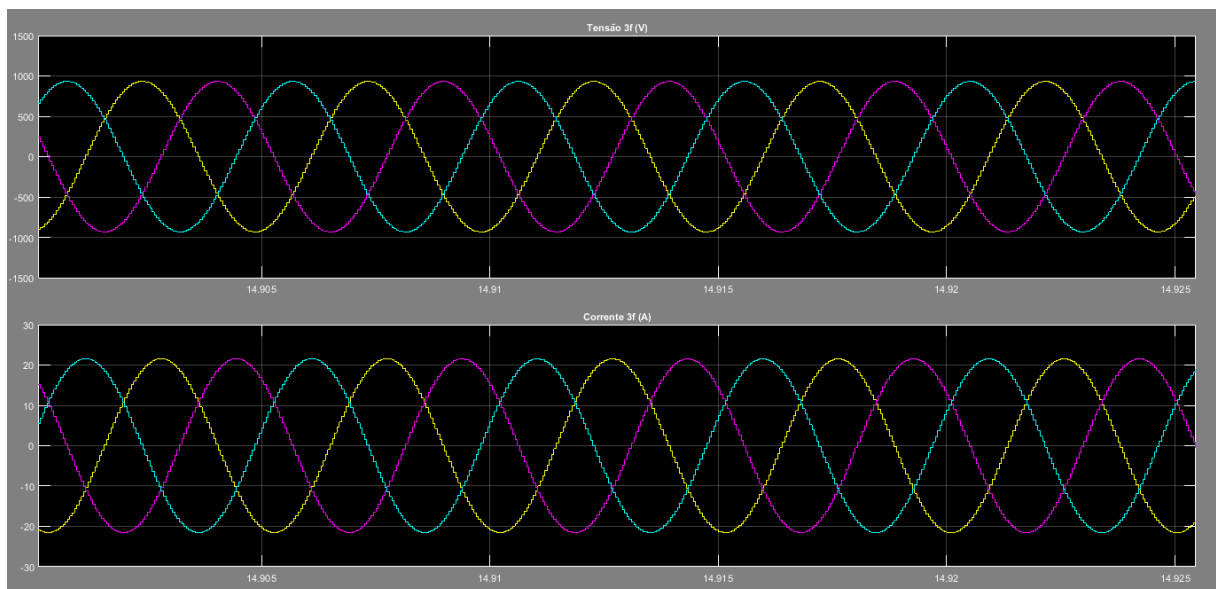
Figura 28 - Tensão e corrente trifásica do gerador



Fonte: Autoria própria (2022).

O tempo de amostragem utilizado na simulação foi de 50 microssegundos, portanto a Figura 29 demonstra uma aproximação da tensão e corrente, para verificar que a indução de tensão está defasada corretamente entre as fases.

Figura 29 - Tensão e corrente trifásica do gerador (ZOOM)



Fonte: Autoria própria (2022).

Verifica-se que o nível de tensão sofre pequenas variações em momentos de rajada de vento. Essas variações podem ser facilmente corrigidas com reguladores de tensão, que são capazes de controlar tensão terminal da máquina e potência

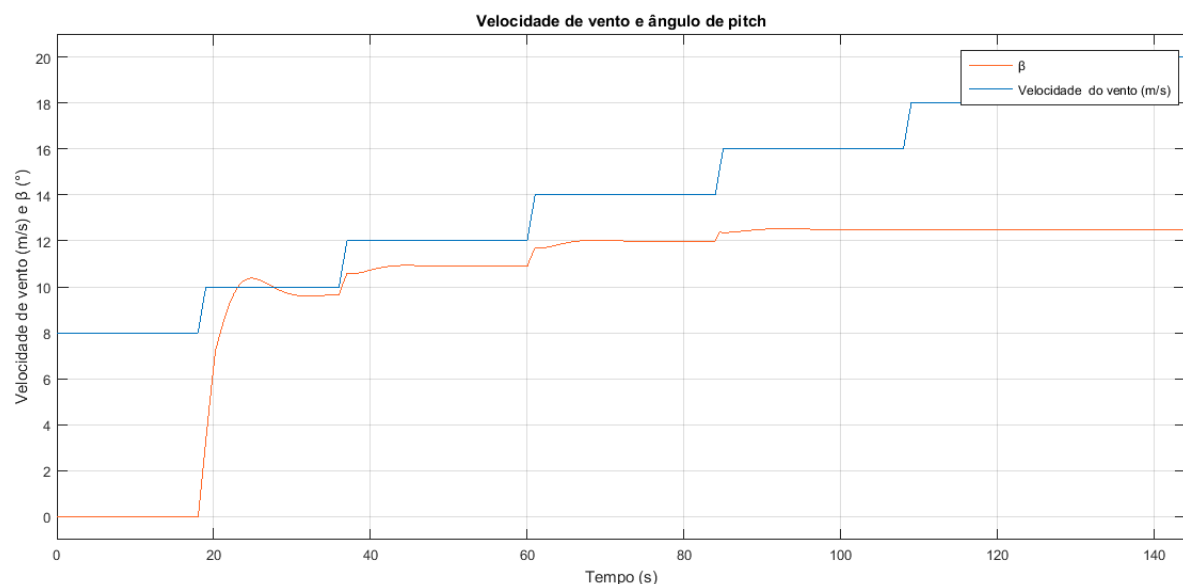
reativa. De certa forma, os conversores de potência ajudam no controle de tensão terminal, mas é necessário utilizar um controlador independente. Não é objeto do trabalho proposto, demonstrar o controle de tensão, desta forma não há uma modelagem de controle de tensão, contudo, é possível verificar que o nível de tensão fica em torno de 1kV.

4.4 Cenário 2

O cenário 2 tende a demonstrar o comportamento do ângulo de *pitch*, da potência e da velocidade de rotação para cada período de vento constante, ou seja, serão simulados diferentes velocidades de vento com variação constante. Em função da demonstração, no cenário 1, de que o ângulo de *pitch* possui comprovada atuação no sistema de controle das pás, para o cenário 2 apenas será considerado a simulação com a implementação do controle de *pitch*, a simulação com β fixo em zero não será de importância para os demais cenários.

A entrada de vento é demonstrada na Figura 30, os instantes de vento foram incrementados em 2 m/s com início em 8 m/s.

Figura 30 – Cenário 2: Entrada de vento e comportamento do ângulo de *pitch*



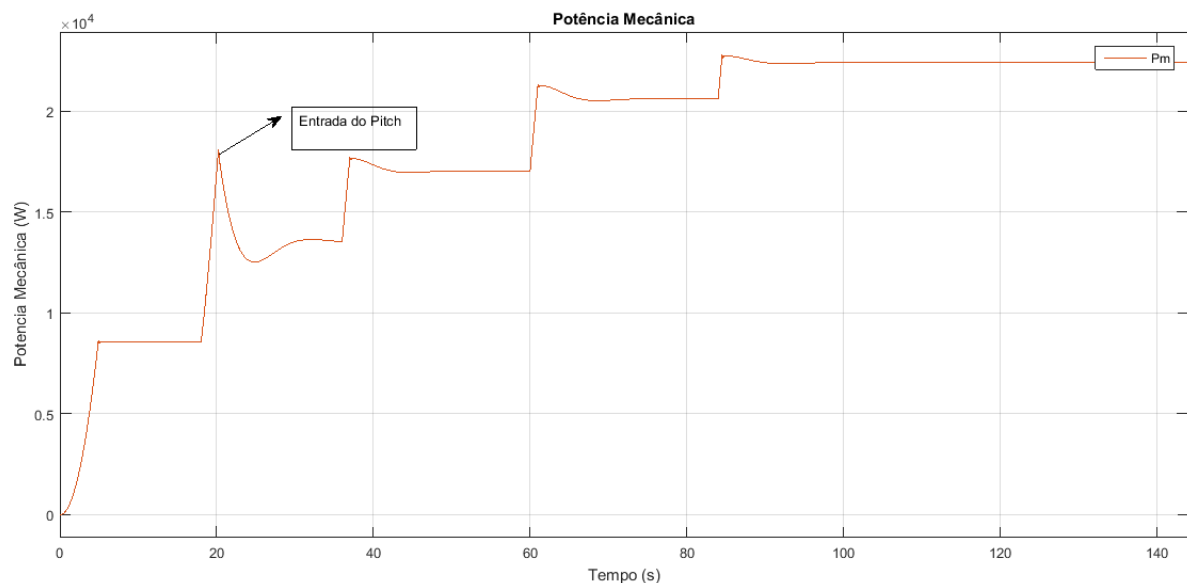
Fonte: Autoria própria (2022).

A Figura 30 demonstra a entrada de vento com *steps* fixos. De acordo com Pan (2020), a melhor faixa de operação das turbinas eólicas é de 12m/s a 15m/s,

deste modo, foi programado a entrada do ângulo de *pitch* a partir de 10m/s, para que a resposta do ângulo de *pitch* não gere um sobressinal muito elevado entre as faixas de 12 m/s a 15 m/s. A entrada do ângulo de *pitch* é perceptível a partir de 20s na Figura 30. Verifica-se que o ângulo das pás começa a ter resposta exatamente quando o vento está em um valor intermediário de 8 m/s a 10 m/s, a resposta é rápida e bem amortecida. O sobressinal de β é devido ao ganho proporcional elevado, contudo o ganho integrador está estabilizando o sinal de maneira rápida e com pouca oscilação, tornando a malha satisfatória.

O sobressinal de β , ocorre devido a transição de 0° para em torno de 10° ser em uma taxa rápida para que os atuadores das pás possam responder ao sistema de forma a estabilizar o torque e a potência da turbina. Quando há a transição de 10 m/s para 12 m/s, é perceptível que a malha de β responde de maneira rápida e estável, sem oscilação e sem sobressinal aparente. O sobressinal na transição de β também é perceptível na potência extraída, conforme indicado na Figura 31.

Figura 31 – Cenário 2: Potência mecânica extraída



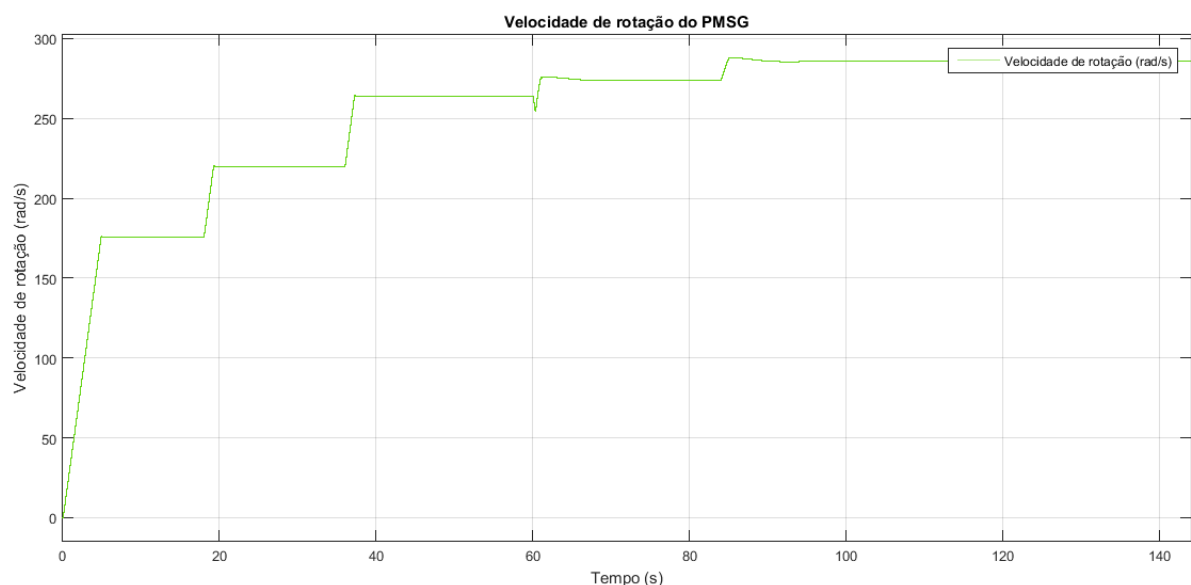
Fonte: Autoria própria (2022).

Verifica-se na Figura 31 que o aumento gradual e constante da velocidade do vento resulta em uma rampa gradativa de potência constante e sem oscilação, devido ao ângulo de *pitch* estar fixado em 0° . A partir do momento que há presença do ângulo de *pitch*, como é indicado no instante 20s, onde a velocidade do vento

atinge 10m/s, há um pico de potência que é rapidamente normalizado com a ação de β .

É perceptível a oscilação causada pelo sistema de controle no instante de 20s, com a presença de um sinal de controle nos atuadores das pás, no momento em que a o vento atinge a velocidade limite, os atuadores são acionados tendendo a corrigir o torque gerado e consequentemente a potência extraída da turbina. Após o vento atingir a velocidade dentro da faixa operativa, qualquer alteração na velocidade de vento causa pouca oscilação na potência, tendendo a ficar constante em um sistema permanente. O mesmo ocorre com a velocidade de rotação da turbina, conforme demonstrado na Figura 32

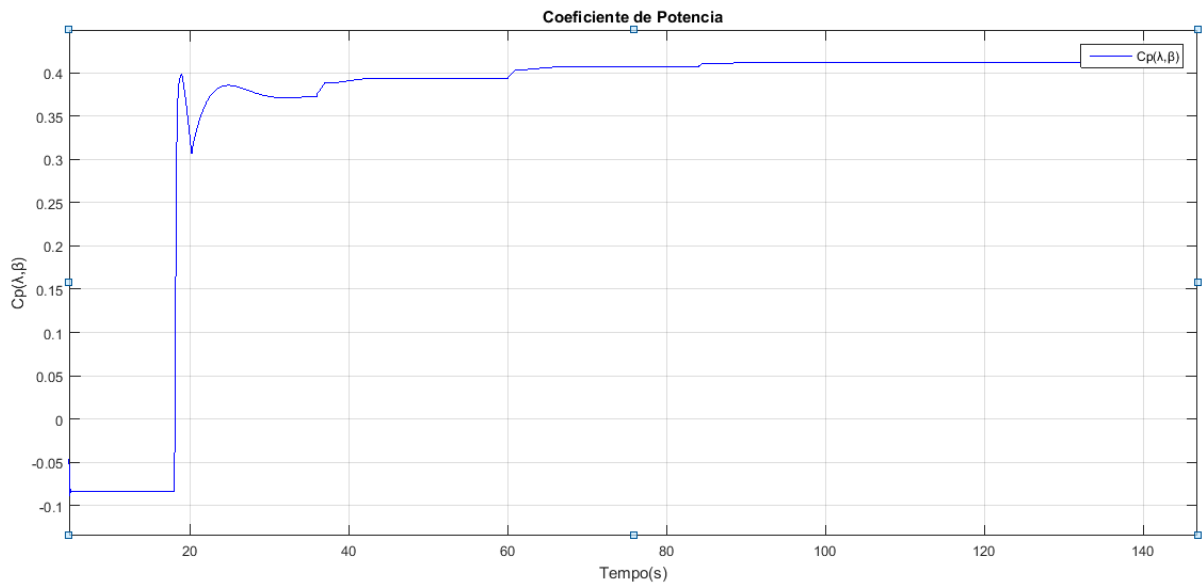
Figura 32 – Cenário 2: Velocidade de rotação



Fonte: Autoria própria (2022).

Como ocorre na potência mecânica, a velocidade de rotação exposta na Figura 32 é alterada de forma constante e estável para velocidades de vento abaixo da faixa operativa de ângulo de *pitch*. A partir de 20s, onde a velocidade de vento entra na faixa de operação ideal, há um torque negativo ocasionado pelo pico de potência, o que é normalizado com ação β . Após atuação dos atuadores das pás, qualquer oscilação na velocidade de vento gera um pequeno sobressinal na resposta da velocidade, que é rapidamente estabilizada. A Figura 33 demonstra o coeficiente de potência para cada degrau na entrada de vento.

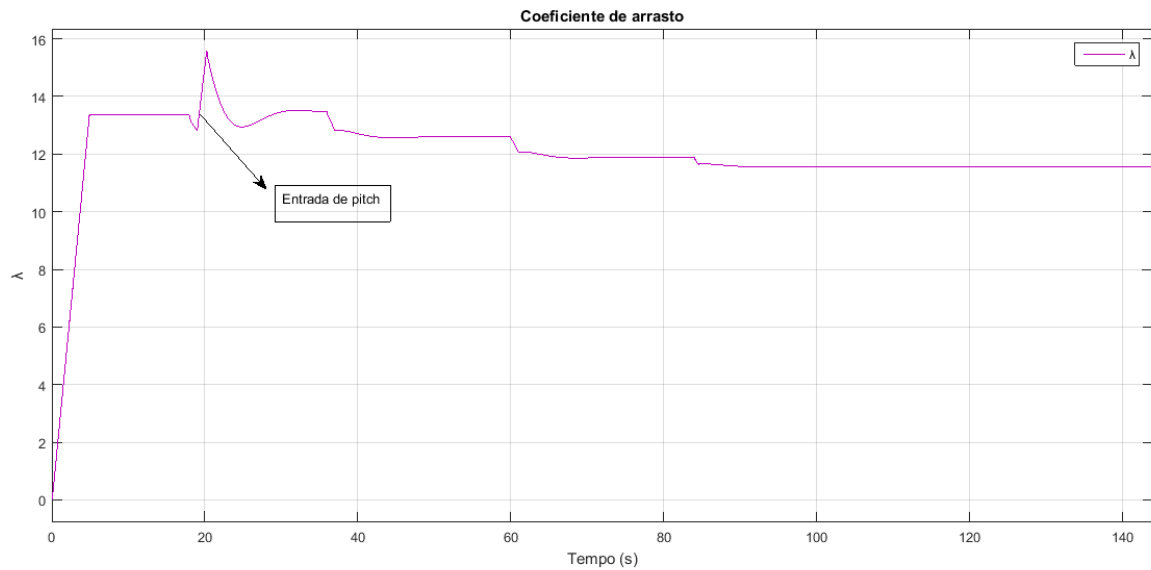
Figura 33 - Cenário 2: Coeficiente de potência



Fonte: Autoria própria (2022).

A oscilação no coeficiente de potência, em torno de 20s, é resultado do ganho proporcional da malha de controle de pitch, contudo é evidente que após a estabilização do vento dentro da faixa de 12 m/s a 15 m/s, qualquer oscilação gera pouco avanço de β , ou seja, dentro da faixa de operação o $C_p(\lambda, \beta)$ fica em torno de 0,42, valor próximo ao $C_p(\lambda, \beta)$ máximo de 0,48 sugerido por Pan (2020). Já, a oscilação no coeficiente de arrasto pode ser percebida na Figura 34.

Figura 34 - Cenário 2: Coeficiente de arrasto



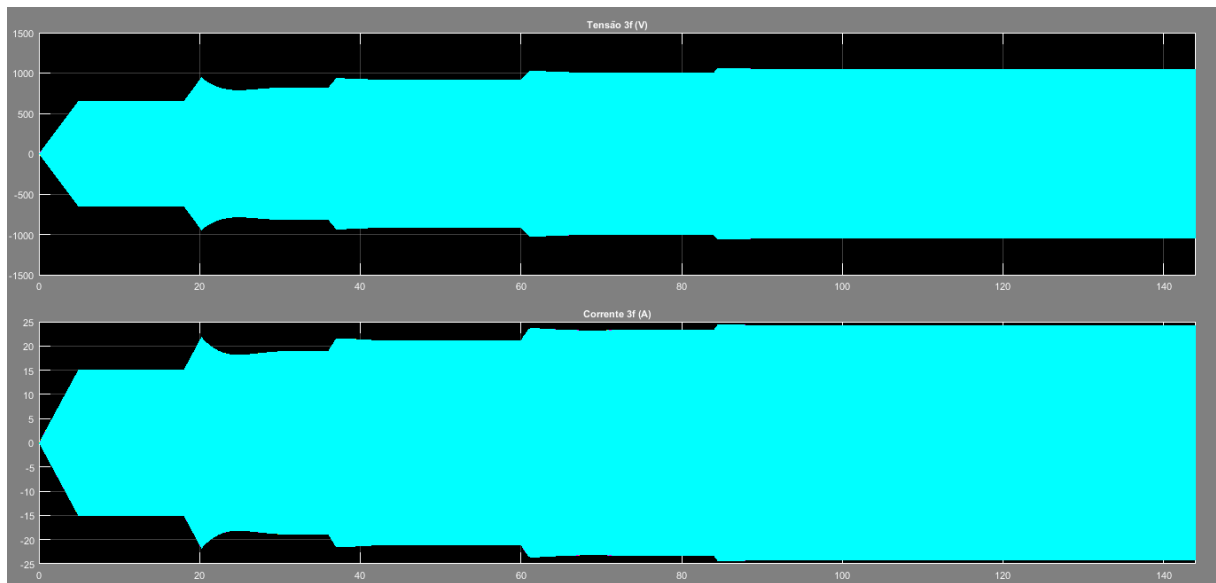
Fonte: Autoria própria (2022).

A Figura 34 demonstra a razão da velocidade na ponta da pá para a entrada de vento proposta, é perceptível que após a inserção de um ângulo β , o valor de λ decai proporcionalmente, conforme Equação 4. A oscilação positiva observada em 20s é consequência da entrada rápida de β , forçando o sinal de controle da malha atuar os controladores das pás.

4.4.1 Cenário 2: Nível de tensão e corrente

Após a simulação do cenário 2, considerando a entrada de vento representada na Figura 30, é possível observar a tensão induzida e a corrente na Figura 35, após a rotação das pás que gera um torque mecânico que induz o campo do gerador PMSG.

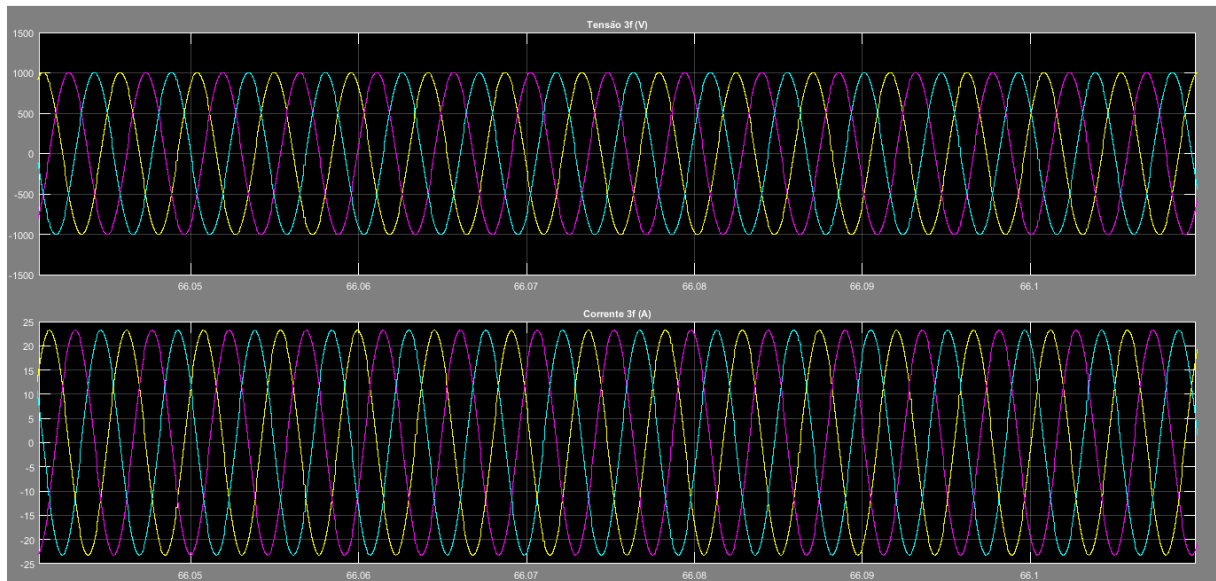
Figura 35 - Cenário 2: Nível de tensão e corrente trifásica do gerador



Fonte: Autoria própria (2022).

O tempo de amostragem utilizado na simulação foi de 50 microssegundos, deste modo, a Figura 36 demonstra uma aproximação da tensão e corrente, para verificar que a indução de tensão está defasada corretamente entre as fases. Além disso, também fica evidente que o nível de tensão sofre variação de acordo com a velocidade do vento. Este comportamento pode ser corrigido com os reguladores de tensão que captam a tensão da rede elétrica e frequência como referência para o sistema de controle, pois só assim, poderá haver a sincronização do sistema eólico com a rede elétrica.

Figura 36 - Cenário 2: Tensão e corrente trifásica do gerador (ZOOM)



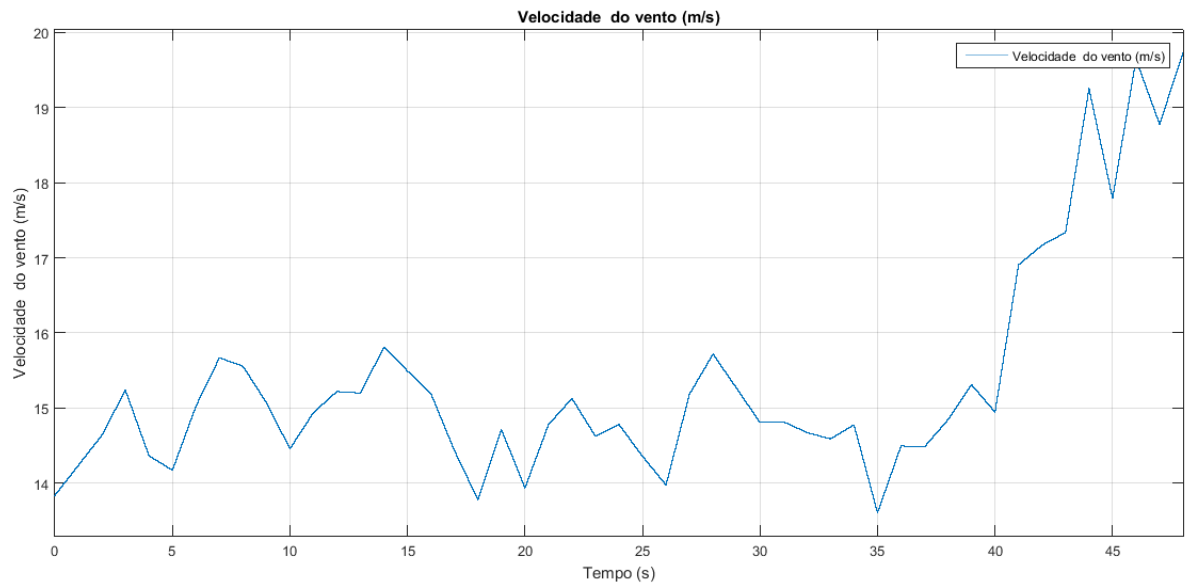
Fonte: Autoria própria (2022).

Verifica-se que o nível de tensão e corrente se mantém constante para cada degrau de vento. A Figura 36 demonstra que a tensão e corrente estão defasadas de forma correta. Vale ressaltar que esta tensão induzida é interligada à rede elétrica através de um transformador elevador de tensão.

4.5 Cenário 3

O cenário 3, tende a demonstrar o comportamento esperado da proteção mecânica de uma turbina eólica quando há ultrapassagem da sua velocidade nominal. Como realizado na seção anterior, apenas será demonstrada a simulação considerando o controle de *pitch* e desconsiderando a resposta com β igual a 0° , pois, já foi comprovado na seção 4.3 que o controle de *pitch* atua de forma satisfatória nas respostas do sistema. A entrada de vento do cenário 3 é apresentada na Figura 37.

Figura 37 – Cenário 3: Entrada de vento

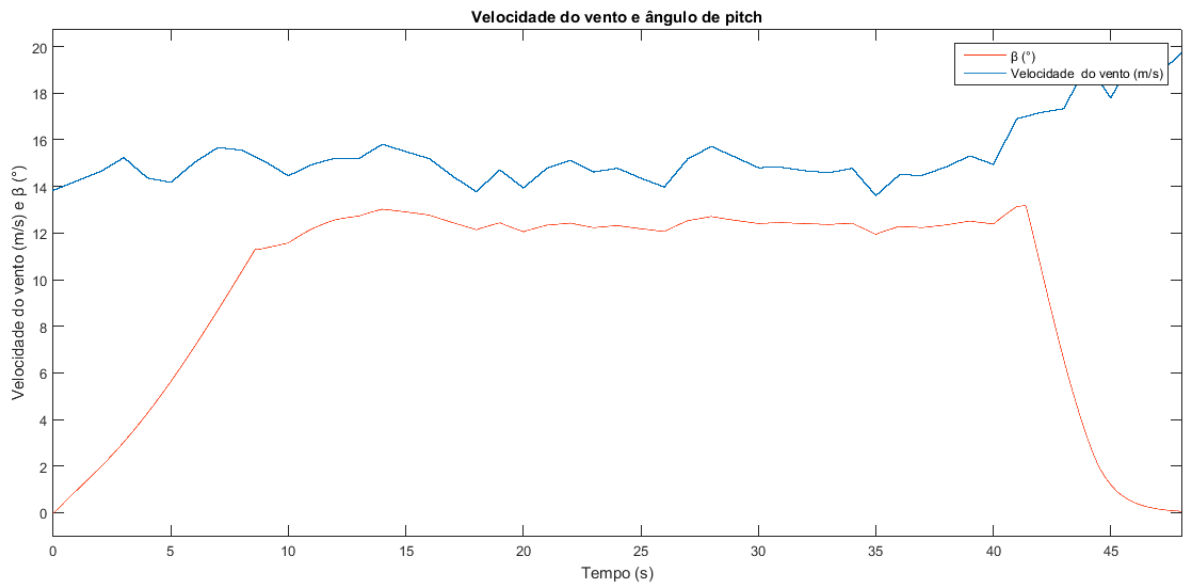


Fonte: Autoria própria (2022).

A entrada de vento utilizada na simulação do cenário 3 e representada na Figura 37, foi escolhida de forma arbitrária e o ajuste da proteção da turbina eólica foi ajustado para um vento de 17 m/s. O valor do ajuste foi escolhido de acordo com a faixa de operação da maioria das turbinas eólicas de vento variável que é de cerca de 12 m/s a 15 m/s (PAN, 2020).

A proteção que irá atuar e retirar a turbina de operação é um freio que pode ser hidráulico ou mecânico. Após a constatação de vento superior ao nominal, o sinal de controle é mandado à zero assim como o ângulo de *pitch*, deste modo, a resposta do sistema de controle é atrasada da retirada de carga. Na Figura 38 é indicado o comportamento do coeficiente de potência.

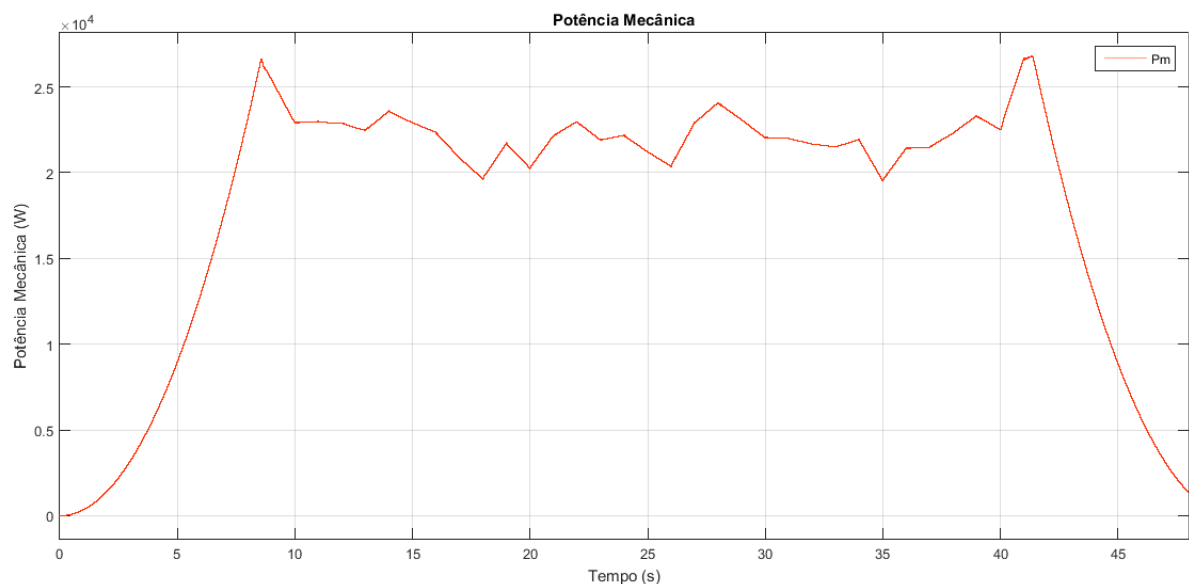
Figura 38 – Cenário 3: Comportamento do ângulo de *pitch*



Fonte: Autoria própria (2022).

É possível verificar da Figura 38 que o coeficiente de potência vai à zero a uma taxa decrescente, mesmo com a retirada total de potência elétrica. A Figura 39 demonstra a potência mecânica.

Figura 39 – Cenário 3: Potência mecânica



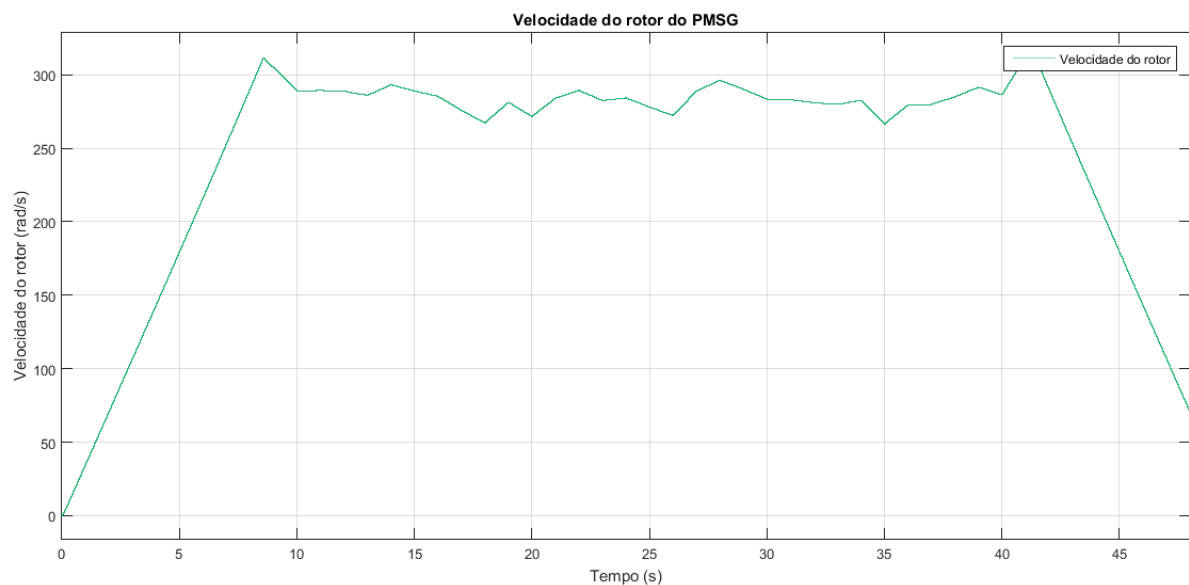
Fonte: Autoria própria (2022).

A potência mecânica exposta na Figura 39 não vai à zero totalmente pelo fato de ainda haver um torque mecânico induzido pela inercia de rotação das pás do

rotor, pois a aplicação do freio mecânico não para repentinamente as pás, ele tende a ser aplicado de forma lenta e gradual. A taxa de retirada da turbina de operação deve ser lenta para garantir a segurança nos equipamentos, já que o esforço mecânico em cima dos eixos será muito grande.

Assim como a potência mecânica, a velocidade de rotação também decai de forma lenta e gradual, conforme indicado na Figura 40.

Figura 40 – Cenário 3: Velocidade de rotação

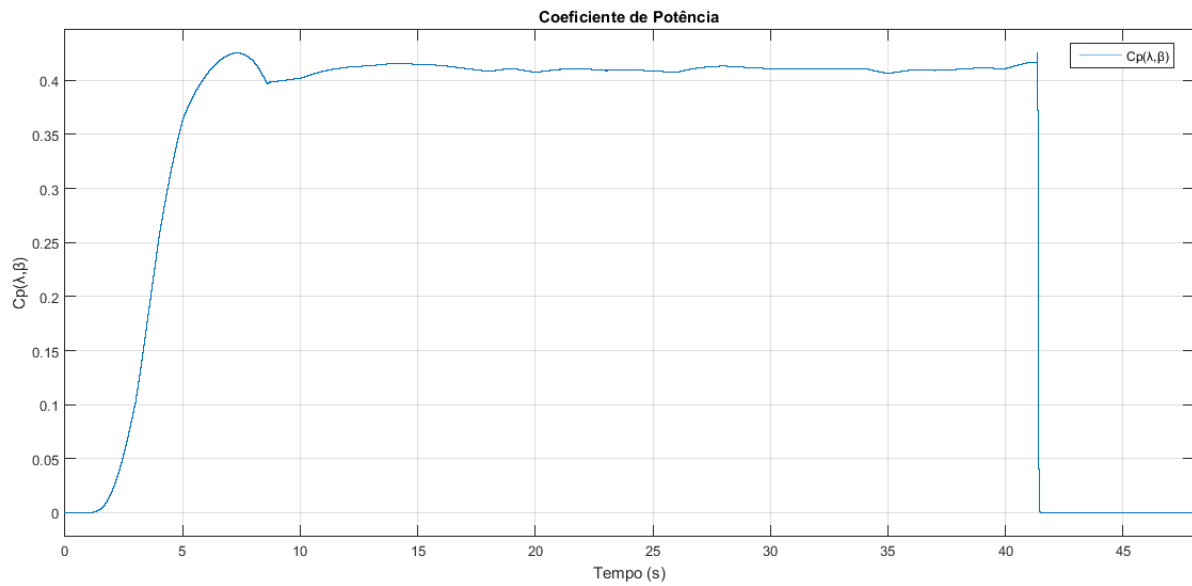


Fonte: Autoria própria (2022).

É possível identificar na Figura 40 que a velocidade de rotação decai de forma linear e constante, diferente da potência mecânica que não sofre ação linear. Essa diferença ocorre principalmente devido ao freio ser aplicado de forma mecânica, ou seja, funciona como uma espécie de trava com escovas que pressionam o eixo rotativo até que o rotor pare totalmente.

As Figuras 41 e 42 demonstram o comportamento do coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ e o coeficiente de arrasto.

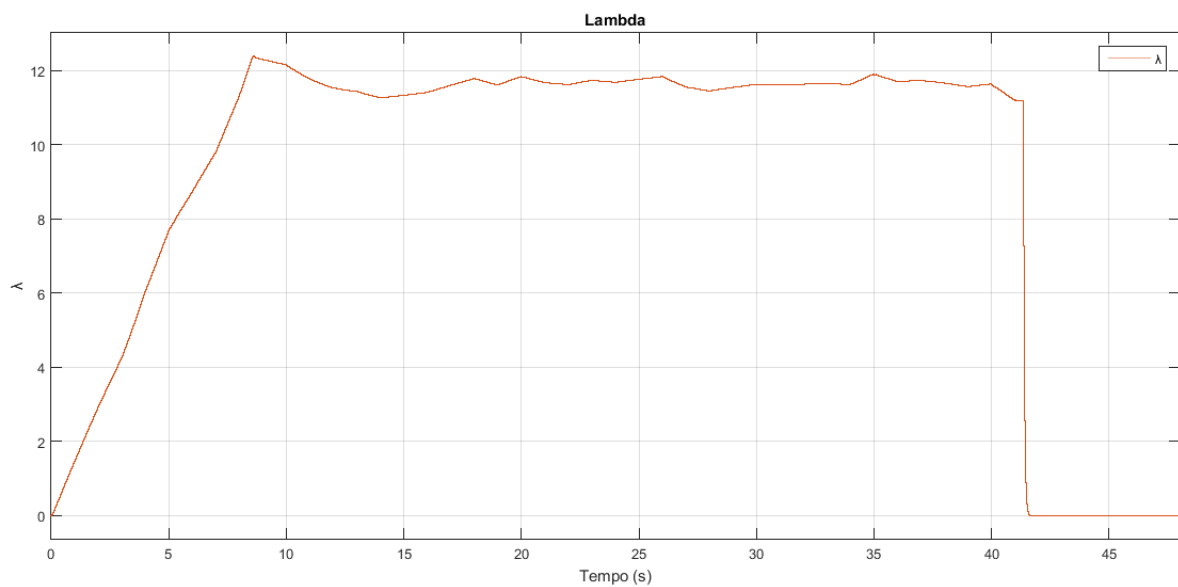
Figura 41 – Cenário 3: Coeficiente de potência



Fonte: Autoria própria (2022).

O sinal de controle do coeficiente de potência para casos onde há necessidade de retirada da turbina de operação é imediatamente decrementado a zero para que os atuadores fechem as pás completamente com β igual a 0° , conforme demonstrado na Figura 42.

Figura 42 – Cenário 3: Coeficiente de arrasto



Fonte: Autoria própria (2022).

Como acontece no coeficiente de potência, o coeficiente de arrasto da Figura 42 também é decrementado a zero, uma vez que seu valor tem ligação direta com β , ambos devem possuir valor nulo para que as pás voltem a posição inicial.

Após a retirada de operação por conta do vento, a turbina só poderá entrar em operação novamente após a parada total das pás e estabilização do vento que é mensurada pelo anemômetro de velocidade e anemômetro de direção.

5 CONCLUSÃO

A modelagem do presente trabalho teve o intuito de demonstrar uma aplicação de segurança em turbinas eólicas em ambiente *offshore* com gerador PMSG. A escolha dessas características foi feita pelo critério de tecnologias que vem sendo empregadas nos últimos anos em grandes parques eólicos. Especificamente a escolha do ambiente *offshore* foi realizada, pois se trata de ambientes onde a velocidade do vento pode facilmente atingir a velocidade nominal da turbina, pois usinas *offshore* ficam instaladas em ambientes marítimos.

Já a escolha do gerador PMSG, foi feita por possuir maior robustez do que os demais geradores, além de várias outras características positivas que são elencadas por vários autores referenciados neste trabalho. A modelagem do controle de *pitch* para um gerador PMSG é bastante interessante, pois naturalmente o gerador PMSG fica separado da rede elétrica pelos conversores CA-CC-CA, dando auxílio ao controle de *pitch*, pois nessa configuração ao se ter grande oscilação na potência mecânica, os conversores CA-CC-CA conseguem resguardar a potência elétrica de forma constante por um período de tempo, dando tempo de os atuadores das pás do rotor atingirem a posição do sinal de controle.

Após as simulações dos cenários 1, 2 e 3, ficou evidenciado que o controle de *pitch* consegue manter a potência para que esta não extrapole a potência nominal da turbina eólica. No cenário 1, onde se teve a comparação de uma mesma entrada de vento para um sistema com controle de *pitch* e um sistema sem controle de *pitch*, ficou claro que o sistema com controle de *pitch*, não deixou que a potência mecânica gerada ultrapassasse a potência nominal. Além disso, verificou-se que o coeficiente de potência, ficou bem próximo do coeficiente de potência de alguns autores referenciados.

O cenário 2, apresenta uma entrada de vento constante e hipotética, contudo, é interessante perceber que o controle de *pitch* gera poucas oscilações na potência, a partir do momento em que o ângulo β fica próximo ao ângulo de estado permanente, ou seja, constante. Qualquer variação que ocorreu dentro da faixa operativa, ocasionou em diminuição do torque sem oscilação e diminuição no ângulo de arrasto de forma constante.

Para o cenário 3, foi comprovado que um sistema de freio mecânico deve ser instalado para que em casos em que o ângulo de *pitch* não consiga resguardar a potência mecânica do conjunto eólico, este freio deve atuar de maneira a parar totalmente a geração. Este procedimento visa a resguardar a turbina de esforços mecânicos prejudiciais a toda estrutura da torre eólica. Ficou evidenciado neste cenário, que após a atuação do freio, o sistema para por completo em uma taxa não linear, devido a rotação do rotor decair gradativamente.

Deste modo, fica comprovado que o controle de *pitch* é uma ferramenta bastante interessante para segurança e controle das pás do rotor. Contudo, o meio de controle utilizado neste trabalho, foi o controle proporcional integrador derivativo (PID), sendo o mais simples e mais utilizado em diversas áreas de controle da engenharia. Como forma de trabalhos futuros, é interessante utilizar outros métodos de controle em conjunto com o PID, como método de lógica difusa, F-PID e R-FPID, conforme trabalho realizado em Pan (2020).

Outros métodos de controle podem ser associados à simulação com controle de *pitch* PID, como a modelagem completa do sistema, considerando uma malha de controle de tensão.

REFERÊNCIAS

ABIR, A.; MEHDI, D.; LASSAAD, S. Pitch angle control of the variable speed wind turbine. **17Th International Conference On Sciences And Techniques Of Automatic Control And Computer Engineering (Sta)**, Sousse, v. 1, n. 1, p. 1-6, dez. 2016.

ABREU, L. V. L.; SHAHIDEHPOUR, M. Wind Energy and Power System Inertia. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. Montreal. Jun. 2006. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1709240>. Acesso em: 10 jul. 2021.

ANEEL. **Capacidade instalada em 2021 supera 1 gigawatt; eólicas são o destaque pelo quarto mês seguido**. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/22039048. Acesso em: 20 jun. 2021.

BALDO, G. L. **PROJETO E ANÁLISE COMPARATIVA DE SOLUÇÕES HIDRÁULICAS PARA CONTROLE DE POTÊNCIA, YAW E PASSO EM AEROGERADORES**. 2019. 185 f. Tese (Pós Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

BARROS, C. M. V. **Estratégia de Controle para Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Turbinas Eólicas Baseadas em PMSG ligadas à Rede Elétrica**. 2015. 137 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2015.

BARROS, L. S., **Uma Estratégia de Controle para o Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas Operando como Geradores Eólicos**. 2006. 131 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, 2006.

BERNARDES, T. A. **ANÁLISE E CONTROLE DE GERADOR SÍNCRONO A ÍMÃ PERMANENTE APLICADO A SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA**. 2009. 192 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.

BRASIL. **Lei nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022**. Dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.946-de-25-de-janeiro-de-2022-376016988>. Acesso em: 26 jan. 2022.

CABRAL, A. S. **ANÁLISE INTRODUTÓRIA SOBRE O APROVEITAMENTO EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL**. 2021. 111 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia, Florianópolis, 2021.

CHEN, Z.; DENG, F. Low-voltage ride-through of variable speed wind turbines with permanent magnet synchronous generator. **35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics**. Porto, Nov. 2009. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5414992>. Acesso em: 28 jun. 2021.

GUIMARAES, A. C. S. L. **Estratégias de controle de sistemas de geração eólica com máquinas de indução**. 2003. 111 f. Monografia (Especialização em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2003.

LI, X. C.; ZHAO, Y. N.; ZUI-BING, X. Nonlinear control of permanent magnet wind turbine generation (PSMG). **Proceedings of 2013 International Conference on Power, Energy and Control**. Dindigul, Fev. 2013. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6527739>. Acesso em: 10 jun. 2021.

LIN, W.; HONG, C.; LEE, M. R.; HUANG, C. H.; HUANG, C.; WU, B. Fuzzy sliding mode-based control for PMSG maximum wind energy capture with compensated pitch angle. **International Symposium On Computer, Communication, Control And Automation (3Ca)**. Taiwan, Mai. 2010. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5533421>. Acesso em: 21 jun. 2021.

MUYEEN, S.m.; TAMURA, J.; MURATA, T. **Stability Augmentation of a Grid-connected Wind Farm: Green Energy and Technology**. p. 259. Kitami Institute Of Technology. London, British, 2009.

PAN, L.; WANG, X. Variable pitch control on direct-driven PMSG for offshore wind turbine using Repetitive-TS fuzzy PID control. **Renewable Energy**. Wuhan, out. 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120307916>. Acesso em: 10 jun. 2021.

PANDEY, A. K.; NITYANAND. Performance Analysis of PMSG Wind Turbine at Variable Wind Speed. **5th IEEE Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON)**. Gorakhpur, Nov. 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8597081>. Acesso em: 02 jul. 2021.

SAMUEL NETO, A. **Análise e controle de centrais eólicas a velocidade variável utilizando ATPDRAW**. 2005. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

SLOOTWEG, J.G.; KLING, W.L. Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations. **IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**, Bologna, Jun. 2003. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1304458>. Acesso em: 05 jul. 2021.

ZHANG, M.; YANG, H.; XU, J. Numerical investigation of azimuth dependent smart rotor control on a large-scale offshore wind turbine. **Renewable Energy**, Zhongshan, mai. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148116311223>. Acesso em: 10 jun. 2021.

WANG, L.; WEI, J.; WANG, X.; ZHANG, X. The development and prospect of offshore wind power technology in the world. **World Non-Grid-Connected Wind Power And Energy Conference**. Nanjing, set. 2009. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5335761>. Acesso em: 28 jun. 2021