



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Pedro Henrique Pacheco Amarins

**SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ENERGIA APLICADO A UM
AEROGERADOR DE PEQUENO PORTE CONECTADO À REDE ELÉTRICA**

Florianópolis

2024

Pedro Henrique Pacheco Amarins

**SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ENERGIA APLICADO A UM
AEROGERADOR DE PEQUENO PORTE CONECTADO À REDE ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
Coorientador: Eng. Eletric. Tailan Orlando, Me.

Florianópolis

2024

AMARINS, Pedro Henrique Pacheco

SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ENERGIA APLICADO A UM
AEROGERADOR DE PEQUENO PORTE CONECTADO À REDE ELÉTRICA /
Pedro Henrique Pacheco AMARINS ; orientador, Roberto
Francisco Coelho, coorientador, Tailan Orlando, 2024.
139 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

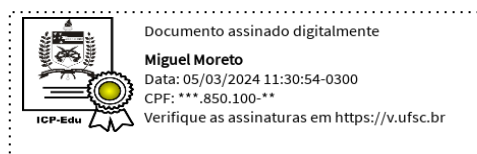
1. Engenharia Elétrica. 2. Processamento de Energia. 3.
Energia Eólica. 4. Rede Elétrica. 5. Conversor Boost. I.
Coelho, Roberto Francisco . II. Orlando, Tailan. III.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. IV. Título.

Pedro Henrique Pacheco Amarins

**SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ENERGIA APLICADO A UM
AEROGERADOR DE PEQUENO PORTE CONECTADO À REDE ELÉTRICA**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Curso Engenharia elétrica.

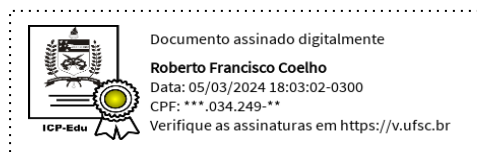
Florianópolis, 26 de fevereiro de 2024



Prof. Miguel Moreto, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca examinadora



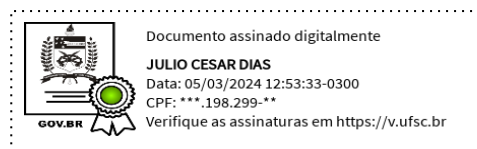
Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.

Orientador



Prof. André Luís Kirsten, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletric. Julio Cesar Dias, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, 2024.

Este trabalho é dedicado a todas as pessoas que de alguma forma contribuíram para o
meu sucesso.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, desejo expressar minha sincera gratidão aos meus pais por proporcionarem a oportunidade de realizar esta graduação. Sua presença ao meu lado, oferecendo suporte e compreensão ao longo de todo o processo, foi fundamental, e sem eles, nada disso seria possível.

Também gostaria de agradecer aos meus avós, cujo apoio constante e disposição para ajudar de alguma forma foram inestimáveis.

A minha namorada Rafaella por ser a melhor companheira que eu poderia ter, por ter me suportado nesse período de estresse e sempre me incentivar a crescer e melhorar, tanto como pessoa, quanto profissionalmente.

Expresso minha gratidão aos amigos que fiz ao longo dos anos durante a graduação. Agradeço pelas horas que passamos juntos dentro e fora das salas de aula, onde o crescimento pessoal, se desdobrou.

Gostaria de agradecer ao meu orientador Prof. Roberto Francisco Coelho e meu coorientador Tailan Orlando, pela orientação constante, paciência e valiosas sugestões que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos professores do curso de Engenharia Elétrica da UFSC por todo o conhecimento compartilhado, dentro ou fora das salas de aula, e por toda a maturidade profissional adquirida a partir disso.

Por fim, dedico este trabalho aos meus familiares, amigos e a todos aqueles que, de alguma maneira, contribuíram para a minha formação acadêmica.

Muito obrigado a todos!

“Somente aqueles que arriscam ir longe demais
podem descobrir até onde conseguem ir.”

Thomas S. Elliot

RESUMO

O propósito deste trabalho é apresentar o estudo, análise e simulação de um projeto de sistema de conversão de energia eólica (WECS - *Wind Energy Conversion System*) de pequeno porte, empregando um gerador síncrono de ímã permanente (PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*) operando com velocidade variável e conectado à rede elétrica. Inicialmente foram obtidas as equações mecânicas que caracterizam o funcionamento de um aerogerador, resultando nas curvas de operação correspondentes. O circuito de processamento foi subdividido em três estágios. No primeiro estágio, responsável pela retificação CA-CC, composto por uma ponte de Graetz com diodos, foi analisado, apresentando equações que descrevem o modo de condução da topologia e as curvas de potência elétrica. No segundo estágio, implementou-se um conversor Boost juntamente com o rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*). Essa configuração determina a velocidade de rotação do gerador, assegurando o ponto de operação mais adequado. Este modo é mantido enquanto a potência disponível supera a potência mínima estabelecida. O terceiro e último estágio é composto por um inversor de ponte completa com modulação senoidal de três níveis. Seu controle é baseado em compensação da corrente injetada na rede elétrica, com imposição, por PLL, de uma forma de onda senoidal de corrente em fase com a tensão da rede, regulando a tensão do barramento CC, fornecendo assim energia à rede elétrica e cumprindo com as normativas aplicáveis. Finalmente, os resultados da simulação completa, considerando uma potência nominal de 6 kW, são apresentados com o intuito de validar o projeto proposto.

Palavras-chave: Energia Eólica; Aerogerador de Pequeno Porte; Conversor Boost; Rede Elétrica; Processamento de Energia.

ABSTRACT

The purpose of this final paper is to present the study, analysis and simulation of a small wind energy conversion system (WECS) project, using a permanent magnet synchronous generator (PMSG) operating at variable speed and connected to the electricity grid. Initially, the mechanical equations that characterize the operation of a wind turbine were obtained, resulting in the corresponding operating curves. The processing circuit was subdivided into three stages. The first stage, which is responsible for AC-DC rectification and consists of a Graetz bridge with diodes, was analyzed, presenting equations that describe the topology's conduction mode and the electrical power curves. In the second stage, a Boost converter was implemented along with Maximum Power Point Tracking (MPPT). This configuration determines the generator's rotation speed, ensuring the most suitable operating point. This mode is maintained as long as the available power exceeds the minimum power set. The third and final stage consists of a full-bridge inverter with a three-level sinusoidal modulation. Its control is based on compensating for the current injected into the grid by imposing, via PLL, a sinusoidal current waveform in phase with the grid voltage, regulating the DC bus voltage, thus supplying energy to the grid and complying with the applicable regulations. Finally, the results of the complete simulation, considering a nominal power of 6 kW, are presented in order to validate the proposed project.

Keywords: Wind Energy; Small Wind Generator; Boost Converter; Electrical Grid; Energy Processing.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Utilização rudimentar para bombeamento de água na China (2000 a.C.).	21
Figura 2.2 - Um antigo “parque eólico” espanhol.	22
Figura 2.3 - Primeiro aerogerador	23
Figura 2.4 - Primeiro aerogerador de pequeno porte	23
Figura 2.5 - Variações de aquecimento da Terra	24
Figura 2.6 - Distribuição mundial dos ventos.	25
Figura 2.7 - Turbina eólica de eixo vertical.	26
Figura 2.8 - Turbinas Darrieus.	27
Figura 2.9 - Turbina Giromills.	28
Figura 2.10 - Turbina Savonious.	29
Figura 2.11 - Aerogerador de uma pá.	30
Figura 2.12 - Aerogerador de duas pás.	31
Figura 2.13 - Aerogerador moderno de três pás.	32
Figura 2.14 - Turbina eólica de múltiplas pás.	32
Figura 2.15 - Curva de potência mecânica da turbina eólica.	33
Figura 2.16 - Efeitos dos controles por Stall e Pitch	34
Figura 2.17 - Exemplo de um sistema <i>Off Grid</i>	36
Figura 2.18 - Exemplo de um Sistema Híbrido	37
Figura 2.19 - Exemplo de um Sistema <i>On Grid</i>	37
Figura 2.20 - Parque Eólico ‘ <i>Offshore</i> ’ Vineyard Wind	38
Figura 2.21 - Parque Eólico ‘ <i>Onshore</i> ’ de Osório	38
Figura 3.1 - Massa de ar de massa “ <i>m</i> ” deslocando-se com velocidade “ <i>v</i> ”	39
Figura 3.2 - Corrente de ar ao redor da turbina eólica.	41
Figura 3.3 - Coeficiente de potência de Betz.	44
Figura 3.4 - Influência de λ no coeficiente de potência da turbina.	47
Figura 3.5 - Gerador de indução com gaiola de esquilo (Squirrel Cage Induction Generator - SCIG)	48
Figura 3.6 - Gerador de indução com rotor bobinado (Wound Rotor Induction Generator - WRIG)	48
Figura 3.7 - Motor de Ímã Permanente WEG W22	49
Figura 3.8 - O avanço da eletrônica de potência aplicada a sistemas eólicos.	50
Figura 3.9 - Conversor eletrônico de potência BTB 2L-VSC	51

Figura 3.10 - Conversor eletrônico de potência BTB 2L-VSC em paralelo e link CC único. .	52
Figura 3.11 - Conversor eletrônico de potência BTB 2L-VSC em paralelo e link CC individual	52
Figura 3.12 - Conversor eletrônico de potência BTB 3L-NPC.	53
Figura 3.13 - Conversor eletrônico de potência unidirecional	53
Figura 4.1 - Modelo WECS proposto.....	56
Figura 4.2 - Aerogerador do Campus Araranguá	56
Figura 4.3 - Coeficiente de potência em função do TSR teórico	58
Figura 4.4 - Valores do TSR obtido no modelo teórico	58
Figura 4.5 - Curvas de potência mecânica do sistema para ventos com velocidades de 5 m/s a 12 m/s em função da rotação ω	59
Figura 4.6 - Curvas de torque mecânico do sistema para ventos com velocidades de 5 m/s a 12 m/s e diferentes velocidades de rotação ω	60
Figura 4.7 - Bloco para gerar o coeficiente de potência.....	61
Figura 4.8 - Funções internas do Bloco de Coeficiente de Potência	62
Figura 4.9 - Coeficiente de potência em função do TSR.....	62
Figura 4.10 - Modelo de simulação e geração da potência mecânica	63
Figura 4.11 - Integrador da velocidade angular.....	64
Figura 4.12 - Curvas de potência mecânica do sistema para ventos com velocidades entre 6 m/s e 12 m/s, obtida no Psim.	64
Figura 4.13 - Modelo de simulação de uma turbina eólica	65
Figura 4.14 - Curvas de torque mecânico do sistema para ventos com velocidades entre 6 m/s e 12 m/s, obtida no Psim.....	65
Figura 5.1 - Circuito elétrico equivalente do gerador síncrono de ímãs permanentes	67
Figura 5.2 - Circuito equivalente do gerador em transformada dq	70
Figura 5.3 - Modelo do gerador de ímãs permanentes do PSIM.....	70
Figura 5.4 - Dados utilizado para simulação	71
Figura 5.5 - Equivalente mecânico	72
Figura 5.6 - Equivalente elétrico	73
Figura 5.7 - Acoplamento da turbina com gerador.....	73
Figura 5.8 - Curvas de potência elétrica e potência mecânica para vento de 12 m/s	74
Figura 6.1 - Ponte de Gratz ligada a saída do Gerador.....	75
Figura 6.2 - Curvas de potência mecânica e potência elétrica na ponte retificadora	76
Figura 6.3 - Curva de torque mecânico T e torque elétrico na ponte retificador Tcc.....	77

Figura 6.4 - Modelo da ponte de Greutz do PSIM	77
Figura 6.5 - Topologia do conversor Boost.....	78
Figura 7.1 - Curva de potência mecânica gerada pela turbina eólica, em função da velocidade do vento.....	80
Figura 7.2 - Curvas de potência para diferentes técnicas de limitação de potência mecânica.	81
Figura 7.3 - Exemplo do sistema com MPPT baseado em λ ótimo	83
Figura 7.4 - Exemplo de um sistema MPPT baseado em HCS	84
Figura 7.5 - Sistema de MPPT baseado em TSR ótimo implementado	85
Figura 7.6 – Controlador PI de velocidade da turbina.....	85
Figura 7.7 – Controlador PI de tensão.....	86
Figura 7.8 - Gráficos de velocidade angular da turbina eólica e da tensão de entrada do conversor boost, demonstrando que o controle do MPPT está seguindo a referência.....	86
Figura 7.9 - Potencia mecânica e potência de saída do conversor boost, com MPPT controlando o Duty cycle.....	87
Figura 7.10 - Perfil de vento utilizado na simulação.....	88
Figura 7.11 - Potencia mecânica da turbina eólica e potência na saída do conversor boost, utilizando o perfil de vento para validação final do MPPT.	88
Figura 7.12 - Velocidade angular e referência de velocidade angular da turbina eólica.....	89
Figura 8.1 - Inversor monofásico em ponte completa.....	91
Figura 8.2 - Modulador PWM senoidal de três níveis.....	92
Figura 8.3 - Gráficos de pulsos de comando por meio de modulação PWM senoidal de três níveis e tensão entre terminais a e b do conversor.....	92
Figura 8.4 - Representação simplificada do inversor vista dos terminais a e b.....	93
Figura 8.5 - Filtro L de primeira ordem.	94
Figura 8.6 - Filtro LC de segunda ordem	95
Figura 8.7 - Filtro LCL de terceira ordem.....	96
Figura 8.8 - Configurações para amortecimento do filtro LCL: a) resistor de amortecimento em paralelo, b) resistor de amortecimento em série e c) ramo RC em paralelo.	96
Figura 8.9 - Estratégia de controle para o inversor	97
Figura 8.10 - Diagrama de blocos das malhas de controle do inversor.....	98
Figura 8.11 - Estagio de potência e malha para controle da corrente de saída.....	99
Figura 8.12 - Diagrama de blocos do controle de corrente de saída	99
Figura 8.13 - Diagrama de blocos do compensador por feedforward	100

Figura 8.14 - Diagrama de blocos para controle da tensão do barramento CC.....	102
Figura 8.15 - Diagrama de blocos da PLL	103
Figura 9.1 - Tensão no barramento CC do inversor	105
Figura 9.2 - Comportamento da tensão no barramento CC em uma rede ideal	105
Figura 9.3 - Comportamento da tensão no barramento CC em uma rede com presença de harmônica.....	106
Figura 9.4 - Comparação das potências: mecânica; saída do conversor boost; saída do inversor, em uma rede ideal	107
Figura 9.5 - Comparação das potências: mecânica; saída do conversor boost; saída do inversor, em uma rede com presença de harmônica.	108
Figura 9.6 - Corrente injetada na rede pelo inversor com a presença do feedforward.....	109
Figura 9.7 - FFT da corrente injetada na rede com feedforward para comparação de suas frequências	110
Figura 9.8 - Corrente injetada na rede pelo inversor sem do feedforward	110
Figura 9.9 - FFT da corrente injetada na rede sem feedforward para comparação de suas frequências	111
Figura 9.10 - Fator de potência do inversor em uma rede ideal.	112
Figura 9.11 - Sincronismo da PLL com a rede ideal.	113
Figura 9.12 - FFT da PLL e da rede ideal para comparação de suas frequências.	113
Figura 9.13 - Sincronismo da PLL com a rede com presença de harmônica	114
Figura 9.14 - FFT da PLL e da rede com presença de harmônica para comparação de suas frequências.	114
Figura 9.15 - Referência de frequência angular da corrente em uma rede ideal.	115
Figura 9.16 - Referência de frequência angular da corrente em uma rede com harmônica. ..	116
Figura 9.17 - Zoom na referência de frequência angular da corrente em uma rede com harmônica.....	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Dados da turbina eólica	57
Tabela 4.2 - Coeficientes característicos da função C_p	57
Tabela 6.1 - Valores da ponte retificadora	78
Tabela 6.2 - Parâmetros do conversor Boost.....	79
Tabela 10.1 - Parâmetros do inversor.....	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FP	Fator de Potência
FPB	Filtro Passa Baixa
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbines
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
kW	Kilowatt
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NASA	National Aeronautics and Space Administration
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PI	Controlador Proporcional-Integral
PLL	Phase Locked Loop
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PSIM	Power Electronics Simulation Software
PWM	Pulse Width Modulation
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
THD	Distorção Harmônica Total
TSR	Tip Speed Ratio
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine
VSI	Voltage Source Inverter
VSR	Voltage Source Rectifier
WECS	Wind Energy Conversion System
WRIG	Wound Rotor Induction Generator
MW	Megawatt

LISTA DE SÍMBOLOS

g	Aceleração Da Gravidade
β	Ângulo De Passo Da Turbina Eólica
θ_e	Ângulo Elétrico
A	Área De Seção Transversal Ultrapassada Pelo Vento
C_{bus}	Capacitância De Barramento Do Estágio Do Inversor
C_{in}	Capacitância De Barramento Do Estágio Retificador
C_p	Coefficiente De Potência
C_{pmax}	Coefficiente De Potência Máximo
C_T	Coefficiente De Torque
K_{rad}	Constante De Armadura Da Máquina Em V/Rad
I_{cc}	Corrente Fornecida Pelo Barramento CC
I_r	Corrente Injetada Na Rede Elétrica
I_a	Corrente Na Fase a
I_b	Corrente Na Fase b
I_c	Corrente Na Fase c
ρ	Densidade Do Ar
E_c	Energia Cinética
E_p	Energia Potencial
ϕ_{pm_a}	Fluxo Da Interação Dos Imãs Com A Bobina Da Fase a
ϕ_{pm_b}	Fluxo Da Interação Dos Imãs Com A Bobina Da Fase b
ϕ_{pm_c}	Fluxo Da Interação Dos Imãs Com A Bobina Da Fase c
ϕ_a	Fluxo Magnético Na Fase a
ϕ_b	Fluxo Magnético Na Fase b
ϕ_c	Fluxo Magnético Na Fase c
f_s	Frequência De Comutação
L_a	Indutância Da Fase A Do Gerador
L_b	Indutância Da Fase B Do Gerador
L_c	Indutância Da Fase C Do Gerador
M_{ab}	Indutância Mutua Entre As Fases A E B Do Gerador
M_{ac}	Indutância Mutua Entre As Fases A E C Do Gerador

M_{bc}	Indutância Mutua Entre As Fases B E C Do Gerador
m	Massa Do Corpo
J_r	Momento De Inércia Do Rotor
p	Número De Polos Do Gerador
J_g	O Momento De Inercia Do Gerador
ΔI_L	Ondulação De Corrente No Indutor
ΔV_L	Ondulação De Tensão Na Saída
T_s	Período De Comutação
P	Potencia
P_o	Potência De Saída
P_{mec}	Potência Mecânica Do Aero gerador
P_{cc}	Potência Na Saída Da Ponte Retificadora
r	Raio Da Turbina
D	Razão Cíclica
λ	Razão Da Velocidade Tangencial Das Pás Pela Velocidade Do Vento
λ_{opt}	Razão Ótima Da Velocidade Tangencial Das Pás Pela Velocidade Do Vento
I_{rref}	Referência Para Controle Da Corrente I_R
R_S	Resistencia Do Enrolamento
V_{tri1}	Sinal Da Portadora Triangular 1
V_{tri2}	Sinal Da Portadora Triangular 2
V_{cont}	Sinal Modulador
V_r	Tensão Da Rede Elétrica
V_{in}	Tensão De Entrada Do Conversor Boost
V_p	Tensão De Pico Da Rede Elétrica
V_{cc}	Tensão De Saída Da Ponte Retificadora
V_o	Tensão De Saída Do Conversor Boost
V_{cb}	Tensão Do Barramento CC do Inversor
V_q	Tensão Na Componente Q
V_d	Tensão Na Componente d
V_a	Tensão Na Fase a
V_b	Tensão Na Fase b
V_c	Tensão Na Fase c
T_r	Toque Mecânico Do Rotor

T_{mec}	Torque Mecânico Da Turbina Eólica
T_g	Torque Mecânico Do Gerador
T_{nom}	Torque Nominal Da Turbina Eólica
Q	Vazão De Vento Que Atravessa A Turbina
ω	Velocidade Angular Da Turbina Eólica
v	Velocidade Média Do Vento

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	16
2.	INTRODUÇÃO GERAL AOS SISTEMAS EÓLICOS.....	17
2.1.	FONTES DE ENERGIA	17
2.1.1.	Energia cinética	17
2.1.2.	Energia potencial	18
2.1.3.	Energia eletromagnética.....	18
2.1.4.	Energia atômica.....	18
2.2.	FUNTE DE ENERGIA PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA	19
2.3.	ENERGIAS NÃO RENOVÁVEIS.....	19
2.4.	ENERGIAS RENOVÁVEIS	20
2.5.	HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA	21
2.6.	O VENTO	24
2.7.	TURBINAS EÓLICAS.....	25
2.7.1.	Turbina de eixo vertical.....	26
2.7.1.1.	<i>O Rotor de Darrieus</i>	27
2.7.1.2.	<i>O rotor Savonius</i>	28
2.7.2.	Turbina de eixo horizontal.....	29
2.7.2.1.	<i>Rotor de uma pá.....</i>	30
2.7.2.2.	<i>Rotor de duas pás.....</i>	31
2.7.2.3.	<i>Rotor de três pás</i>	31
2.7.2.4.	<i>Rotor de múltiplas pás</i>	32
2.8.	CONTROLE AERODINÂMICO DE POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO	33
2.8.1.	Controle por estol passivo e ativo	34
2.8.2.	Controle por ângulo de passo.....	35
2.9.	APLICAÇÕES DOS SISTEMAS EÓLICOS.....	35
2.9.1.	Sistemas Isolados.....	35
2.9.2.	Sistemas Híbridos.....	36
2.9.3.	Sistemas Conectados à Rede Elétrica.....	37
3.	SISTEMAS DE CONVERSÃO EM ENERGIA EÓLICA	39
3.1.	POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO	39
3.2.	LIMITE DE BETZ.....	40
3.3.	TORQUE MECÂNICO	45

3.4.	GERADORES.....	47
3.4.1.	Gerador assíncrono.....	47
3.4.2.	Gerador síncrono	48
3.4.2.1.	<i>Gerador Síncrono de Ímã Permanente (PMSG).....</i>	49
3.5.	ELETRÔNICA DE POTÊNCIA	49
3.5.1.	Topologias de sistemas eólicos	51
3.5.1.1.	<i>Conversor Eletrônico de Potência BTB 2L-VSC</i>	51
3.5.1.2.	<i>Conversores BTB 2L-VSC em paralelo</i>	51
3.5.1.3.	<i>Conversor Eletrônico de Potência BTB 3L-NPC</i>	52
3.5.1.4.	<i>Conversor eletrônico de potência com retificador passivo, boost e VSI.....</i>	53
4.	MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA	55
4.1.	VISÃO GERAL DO PROJETO	55
4.2.	ANÁLISE TEÓRICA DO AEROGERADOR	56
4.2.1.	Coeficiente de potência	57
4.2.2.	Curvas de potência mecânica.....	58
4.2.3.	Curvas de torque mecânico	60
4.3.	SIMULAÇÃO DO MODELO DO AEROGERADOR	61
4.3.1.	Coeficiente de potência	61
4.3.2.	Curvas de potência mecânica.....	63
4.3.3.	Curvas de torque mecânico	64
5.	GERADOR SINCRONO DE IMÃ PERMANENTE (PMSG).....	67
5.1.	MODELO DE SIMULAÇÃO	70
6.	ANÁLISE DA POTÊNCIA E TORQUE NA PONTE RETIFICADORA.....	75
6.1.	ANÁLISE DO CONVERSOR CC-CC BOOST	78
7.	CONTROLE DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR.....	80
7.1.	RASTREAMENTO DO MÁXIMO PONTO DE POTÊNCIA EM UM AEROGERADOR EÓLICO DE PEQUENO PORTE	82
7.1.1.	MPPT baseado em TSR ótimo.....	82
7.1.2.	MPPT baseado em HCS (Hill Climbing Searching)	83
7.2.	MPPT IMPLEMENTADO	84
7.2.1.	Perfil de vento.....	87
8.	INVERSOR MONOFÁSICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA	90
8.1.	MODULAÇÃO PWM SENOIDAL TRÊS NÍVEIS	91
8.2.	FILTRO DE SAÍDA	94

8.3.	ESTRATÉGIA DE CONTROLE	97
8.3.1.	Estratégia para controle da corrente de saída.....	98
8.3.2.	Compensador feedforward da corrente de saída.....	100
8.3.3.	Estratégia para controle da tensão do barramento CC.....	101
8.3.4.	Phase Locked Loop (PLL).....	102
9.	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA COMPLETO	104
9.1.	TENSÃO NO BARRAMENTO CC.....	104
9.2.	POTÊNCIA ENTREGUE À REDE	106
9.3.	THD DA CORRENTE DE SAÍDA	108
9.4.	FATOR DE POTÊNCIA	111
9.5.	PHASE LOCKED LOOP – PLL	112
9.5.1.	Sincronismo	112
9.5.2.	Frequência angular da corrente ω_i	115
10.	CONCLUSÃO.....	117
	REFERÊNCIAS.....	118
	ANEXO A – PROJETO CONVERSOR BOOST EM SITUAÇÃO DE FUNCIONAMENTO CRITICO	123
	ANEXO B – PROJETO CONVERSOR BOOST EM POTENCIA NOMINAL	124
	ANEXO C – PROJETO DO INVERSOR.....	126
	ANEXO D – DIAGRAMA DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA COMPLETO NO PSIM	132

1. INTRODUÇÃO

Na atualidade, o panorama da geração de energia demanda soluções inovadoras e sustentáveis, impulsionadas pelo compromisso global com a redução das emissões de gases de efeito estufa e pela transição para fontes renováveis (EULER, 2016). Nesse contexto, os sistemas eólicos emergem como uma fonte limpa e eficaz de produção de eletricidade.

Apesar de o Brasil ter iniciado uma exploração mais ativa da energia eólica nas últimas décadas, há uma clara necessidade de intensificar os esforços para aproveitar plenamente esse potencial. Isso envolve não apenas expandir a capacidade instalada, mas também fomentar a inovação tecnológica e promover políticas que estimulem ainda mais os investimentos no setor (CARVALHO, 2019).

No cenário global, observa-se um aumento constante nos investimentos em energia eólica, colocando diversos países à frente do Brasil tanto em capacidade instalada quanto em gigawatts gerados por essa forma de geração de energia. Essa discrepância ressalta a prioridade que alguns países atribuem à diversificação de suas matrizes energéticas. Ao explorar ativamente fontes renováveis, como a energia eólica, essas nações buscam reduzir a dependência de recursos não renováveis e mitigar os impactos ambientais associados à produção de energia convencional (TELLES, 2024).

Nesse contexto, torna-se crucial que o Brasil fortaleça sua posição no cenário internacional de energia eólica. Isso não apenas para diversificar sua matriz energética, mas também como um passo estratégico em direção a um futuro mais sustentável e resiliente em âmbito global. A busca por fontes renováveis não só contribui para a mitigação das mudanças climáticas, mas também posiciona o Brasil como um protagonista ativo na transição para um modelo energético mais consciente e responsável.

Considerando o exposto, este projeto de conclusão de curso em Engenharia Elétrica tem como proposta central a abordagem do tema que engloba a especificação, projeto, simulação e controle de um sistema de processamento de energia conectado à rede elétrica, com foco na sua aplicação em turbinas eólicas de pequeno porte.

O TCC abrange uma revisão bibliográfica sobre a energia eólica, apresentando uma breve contextualização histórica, produção mundial e nacional, aplicações, características de operação dos aerogeradores, tipos de turbinas, geradores elétricos, equações mecânicas de uma turbina, eletrônica de potência nos sistemas eólicos, inversor monofásico conectado à rede, e a validação de conceitos relacionados a este tema, através de simulações.

2. INTRODUÇÃO GERAL AOS SISTEMAS EÓLICOS

Toda forma de vida depende de energia para sua sobrevivência. Os animais obtêm a energia essencial para sua existência pelo metabolismo de alimentos, convertendo-os em energia utilizável por meio da respiração celular, enquanto as plantas, por sua vez, captam energia solar por meio da fotossíntese. A energia é essencial para a vida, e o progresso humano está intrinsecamente ligado à sua capacidade de utilizá-la de maneira eficaz (CAMPOS, 2004).

Ao longo de milênios, os seres humanos utilizaram a queima de madeira para aquecer, iluminar seus ambientes e cozinhar alimentos (GONÇALVES, S. *et al*, 2014). À medida que avançaram, o uso do fogo permitiu o trabalho com metais, impulsionando a constante busca por métodos mais eficientes para lidar com diversas formas de energia, seja para aquecimento, iluminação, processamento de materiais, preparo de alimentos, transporte ou mobilidade.

2.1. FONTES DE ENEGIA

De acordo com (BOYLE, 2012), todas as fontes de energia que encontramos atualmente têm suas raízes em uma das fontes primárias existentes na natureza, existindo quatro formas de energia primária disponíveis em nosso planeta.

2.1.1. Energia cinética

Relacionada ao movimento de um corpo e expressa pela equação (2.1). A partir da energia cinética, surge a energia térmica, uma vez que a temperatura de um objeto está ligada à vibração de suas moléculas (HALLIDAY, 2008. V.1).

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

Sendo:

- E_c representa a energia cinética [J]
- m é a massa do corpo [Kg]
- V é sua velocidade $\left[\frac{m}{s}\right]$

2.1.2. Energia potencial

Está associada à força gravitacional e, portanto, à Terra, aumentando quando um objeto é elevado acima do solo, e sendo expressa pela equação (2.2). Quando um objeto está caindo, testemunhando a conversão da energia potencial em energia cinética (HALLIDAY, 2008. V.1).

$$E_p = mgh \quad (2.2)$$

Sendo:

- E_p representa a energia potencial [J]
- m é a massa do corpo [Kg]
- g é a aceleração devido à gravidade [9,81 m/s²]
- h é a variação na altura do objeto [m]

2.1.3. Energia eletromagnética

Está relacionada às interações entre partículas dentro de um átomo, incluindo a energia elétrica. Até mesmo a energia química em nível atômico está relacionada a essa forma de energia. Por exemplo, a queima de combustíveis é a conversão de energia química em calor, ou seja, em energia cinética das moléculas. A radiação, incluindo a energia solar, também é uma manifestação dessa forma primária de energia (HALLIDAY, 2008. V.1).

2.1.4. Energia atômica

A energia atômica ou nuclear, armazenada nos núcleos dos átomos. Essa forma de energia demonstra que a matéria (massa) pode ser transformada em energia (HALLIDAY, 2008. V.2).

2.2. FONTE DE ENERGIA PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA

A partir dessas quatro formas primárias de energia, surgem diversas fontes de energia secundária encontradas na natureza, como petróleo, gás natural, carvão mineral, energia hidráulica, biomassa, energia solar, entre outras.

Quando essa energia primária é transformada em uma forma diferente de energia, a denominamos "Energia Secundária". A Energia Elétrica é universalmente reconhecida como a forma mais versátil e essencial de energia secundária em nossa vida moderna, desempenhando um papel fundamental na iluminação, aquecimento, irrigação, operação de maquinaria industrial, transporte e em muitos outros aspectos cruciais (DOMINGUES, [s.d.]).

2.3. ENERGIAS NÃO RENOVÁVEIS

De acordo com (GOLDEMBERG; LUCON, 2007), energias não renováveis são fontes de energia que não são naturalmente reabastecidas, se esgotando gradualmente à medida que são exploradas e queimadas para gerar energia, como:

Petróleo: O petróleo é uma fonte de energia não renovável amplamente utilizada em todo o mundo para a produção de combustíveis fósseis, como gasolina, diesel e querosene. Ele é extraído de reservatórios subterrâneos e marinhos e é uma fonte importante de energia para transporte e indústria.

Carvão: O carvão é uma fonte de energia não renovável que consiste principalmente em carbono. Ele é extraído de minas subterrâneas e a céu aberto e é queimado em usinas termelétricas para gerar eletricidade.

Gás Natural: O gás natural é composto principalmente de metano e é outra fonte de energia não renovável. É frequentemente usado para geração de eletricidade, aquecimento e como combustível em veículos e indústria.

Urânio (Energia Nuclear): O urânio é usado como combustível em usinas nucleares para gerar eletricidade por meio de reações nucleares. Apesar de não ser um combustível fóssil, o urânio enriquecido é considerado uma fonte não renovável de energia devido à sua disponibilidade limitada.

Devido ao seu esgotamento inevitável, graves impactos ambientais e à necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa para combater as mudanças climáticas, existe uma crescente tendência na utilização de fontes de energia mais limpas e renováveis. A transição para uma matriz energética mais sustentável é uma prioridade global para enfrentar os desafios ambientais e climáticos.

2.4. ENERGIAS RENOVÁVEIS

De acordo com (GOLDEMBERG; LUCON, 2007), energias renováveis são fontes de energia que são naturalmente reabastecidas pela natureza e, portanto, não se esgotam com o tempo. Elas desempenham um papel fundamental na transição para um sistema de energia mais sustentável e na redução das emissões de gases de efeito estufa que contribuem para as mudanças climáticas, como:

Energia Solar: A energia solar é gerada pela captura da luz solar que é convertida em eletricidade ou calor para uso doméstico, industrial e comercial.

Energia Eólica: A energia eólica é produzida pela força dos ventos que fazem girar as pás de turbinas eólicas. Essas turbinas convertem a energia cinética do vento em eletricidade.

Energia Hidrelétrica: A energia hidrelétrica aproveita a força da água em movimento, geralmente de rios ou quedas d'água, para girar as turbinas e gerar eletricidade. Grandes represas são frequentemente construídas para armazenar água e controlar o fluxo.

Energia de Biomassa: A biomassa refere-se ao uso de materiais orgânicos, como resíduos de madeira, plantas e até resíduos agrícolas, para gerar calor, eletricidade ou biocombustíveis, como o biodiesel.

No entanto, as energias renováveis também enfrentam desafios, como a intermitência das fontes de energia solar e eólica (que nem sempre estão disponíveis), a necessidade de infraestrutura de armazenamento de energia para compensar essa intermitência e a necessidade de investimentos significativos em pesquisa e desenvolvimento para torná-las mais eficientes e acessíveis.

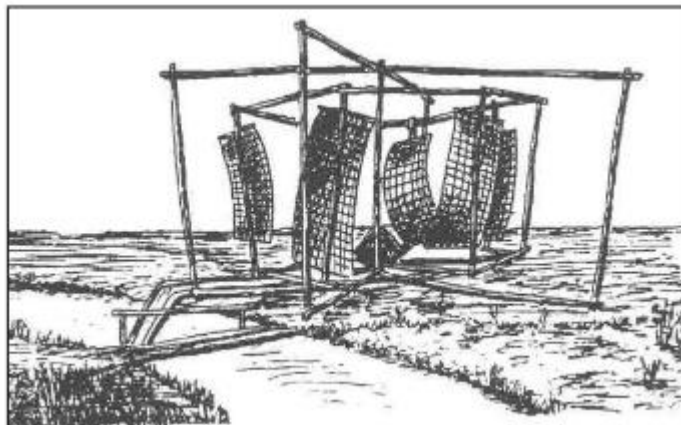
A transição para uma matriz energética mais baseada em fontes renováveis é crucial para enfrentar os desafios da mudança climática e alcançar um futuro mais sustentável e limpo.

2.5. HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA

Segundo (SANCHES, [s.d.]), a etimologia do termo "eólico" remonta ao latim "aeolicus", que se refere a Éolo, o Deus grego que controlava a força dos ventos, tanto as brisas leves quanto as piores tempestades.

A energia eólica, juntamente com a energia hidráulica, é uma das fontes primárias mais antigas de energia usadas pela humanidade desde os primórdios da civilização. Registros históricos apontam a existência de moinhos de vento na China (por volta de 2000 A.C.) e no Império Babilônico (por volta 1700 A.C), também utilizavam cata-ventos rústicos para irrigação (SHEPHERD, 1990).

Figura 2.1 - Utilização rudimentar para bombeamento de água na China (2000 a.C.).



Fonte: DUTRA, 2012

A partir do século XI, após as cruzadas, foi grande a utilização de moinhos para bombeamento de água e moagem de grãos, sendo projetados levando em consideração as condições geográficas para aproveitar ao máximo a direção predominante dos ventos, mantendo o eixo motor fixo. Os icônicos moinhos de vento da Holanda, semelhantes à Figura 2.2, surgiram durante a Idade Média. No século XV, moinhos com cúpula giratória começaram a aparecer, permitindo que as pás fossem posicionadas na direção do vento. Com a Revolução Industrial, os moinhos de vento passaram por modificações para atender à necessidade de uma velocidade constante, crucial para manter a produção industrial em ritmo constante. Durante

esse período, surgiram os primeiros sistemas de controle e potência, aperfeiçoando a integração dos moinhos de vento nas unidades de produção (SHEPHERD, 1990).

Figura 2.2 - Um antigo “parque eólico” espanhol.

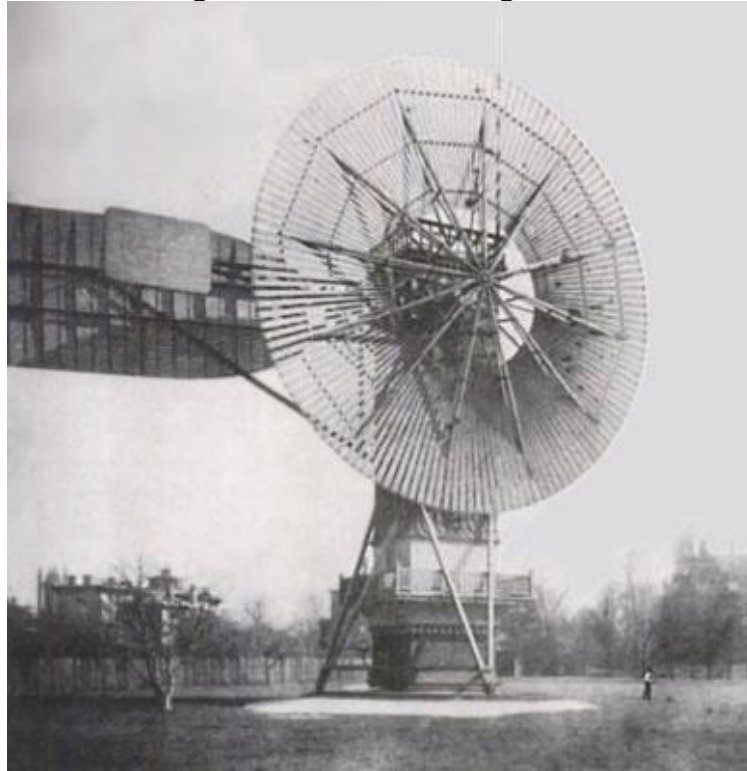


Fonte: SATHYAJITH, 2006

No final do século XIX, começou a adaptação dos cata-ventos para geração de energia elétrica. Em 1888, Charles Francis Brush, um industrial voltado para eletrificação em campo, ergueu o primeiro cata-vento destinado à geração de energia elétrica na cidade de Cleveland, Ohio. Esse aerogerador fornecia 12 kW em corrente contínua para carregamento de baterias, as quais eram destinadas, para abastecer sua casa e laboratório (RIGHTER, 1996).

Brush utilizou-se da configuração de um moinho para sua invenção. Segundo o site da Universidade de Michigan (“Charles F. Brush”, 2016), a roda principal continha 144 pás, diâmetro de 17 metros e uma torre de 18 metro de altura. Esse sistema esteve em operação por 20 anos, sendo desativado em 1908.

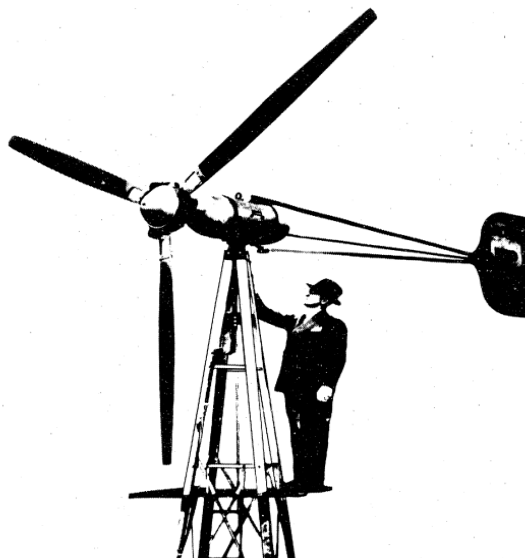
Figura 2.3 - Primeiro aerogerador



Fonte: RIGHTER, 1996

Em relação às turbinas eólicas de pequeno porte utilizadas para gerar energia e carregar baterias, o pioneiro foi Jacobs em 1921, como ilustrado na Figura 2.4 (SHEPHERD, 1990).

Figura 2.4 - Primeiro aerogerador de pequeno porte



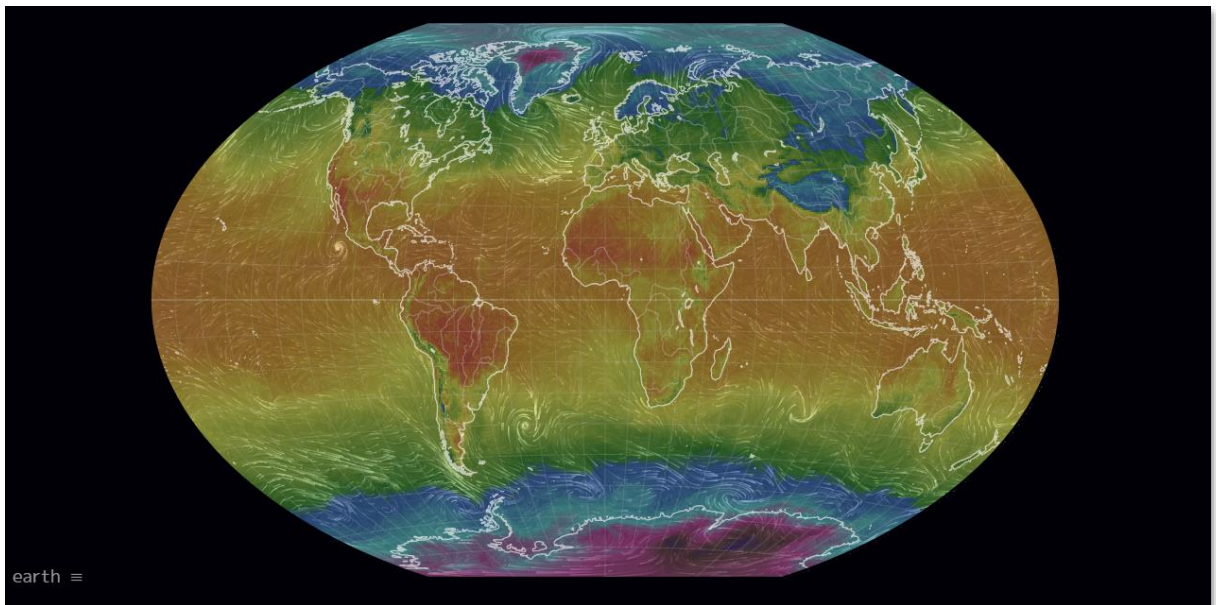
Fonte: SHEPHERD, 1990

2.6. O VENTO

A energia eólica pode ser compreendida como uma forma secundária da energia solar, originada pela expansão e contração dos gases que constituem a atmosfera. A Terra apresenta uma inclinação de aproximadamente 23,5 graus em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol, a inclinação desempenha um papel crucial na criação de variações sazonais na distribuição da radiação solar recebida na superfície terrestre, o que, por sua vez, resulta em alterações na intensidade e direção dos ventos (REBOITA; PIMENTA; NATIVIDADE, 2015).

Nas regiões tropicais, onde a incidência solar é quase perpendicular à Terra, o aquecimento é mais intenso em comparação com as regiões polares. Isso provoca a ascensão do ar quente das regiões tropicais em direção aos polos, sendo substituído por uma massa de ar mais fria que se desloca das regiões polares em direção ao equador, provocando a formação dos ventos planetários, também conhecidos como ventos constantes (são assim denominados por serem uma presença constante na natureza), e também as monções e as brisas (REBOITA; PIMENTA; NATIVIDADE, 2015).

Figura 2.5 - Variações de aquecimento da Terra



Fonte: EARTH NULLSCHOOL, 2023

Segundo (SILVA, 2010) os principais ventos planetários são:

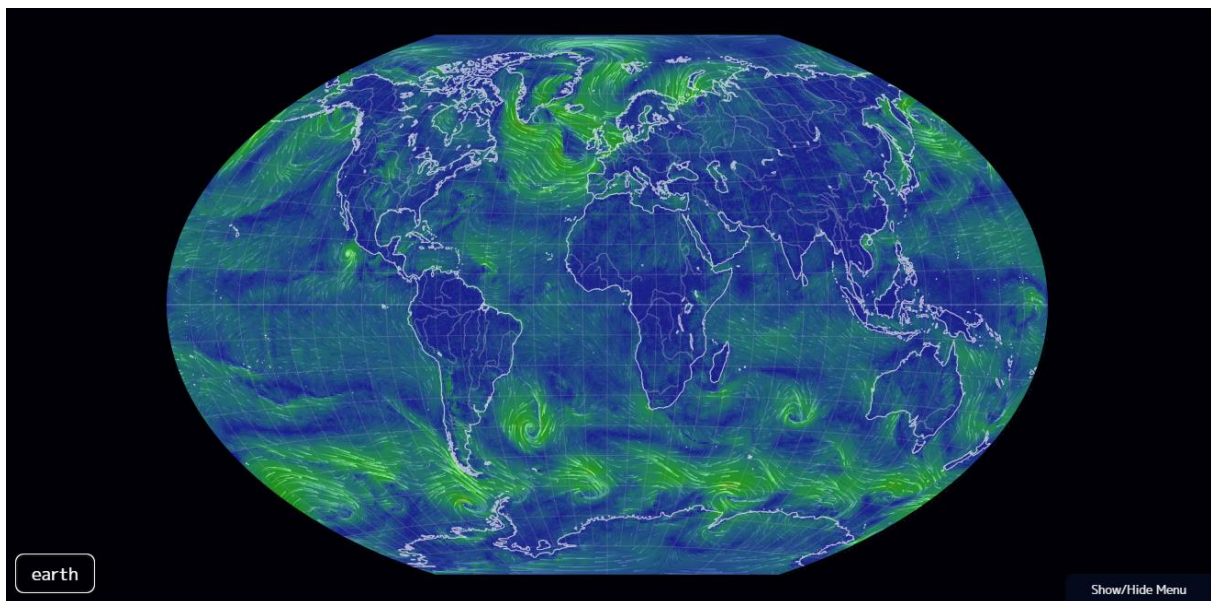
Alísios: São ventos constantes que sopram dos trópicos em direção ao Equador, em altitudes mais baixas. Os alísios do hemisfério norte movem-se do nordeste para o sudoeste, enquanto os do hemisfério sul seguem do sudeste para o noroeste.

Contra-alísios: Esses ventos sopram do Equador em direção aos polos, em altitudes mais elevadas. No hemisfério norte, eles fluem do sudoeste para o nordeste, enquanto no hemisfério sul, sopram do noroeste para o sudeste.

Vento dos sistemas do oeste: São ventos que sopram dos trópicos em direção aos polos. No hemisfério norte, eles fluem predominantemente do oeste para o leste.

Ventos Polares: Ventos frios que sopram dos polos em direção às zonas temperadas.

Figura 2.6 - Distribuição mundial dos ventos.



Fonte: EARTH NULLSCHOOL, 2023

2.7. TURBINAS EÓLICAS

Desde os primórdios da tecnologia de energia eólica, uma variedade de máquinas com diferentes designs e formas foram concebidas e desenvolvidas em diversas partes do mundo. Algumas dessas inovações, embora notáveis, não conseguiram ganhar aceitação comercial.

Embora a classificação de turbinas eólicas possa variar, em termos gerais, um meio para classificar as turbinas eólicas é em termos do eixo ao redor da qual as pás das turbinas giram (SATHYAJITH, 2006).

2.7.1. Turbina de eixo vertical

A turbina eólica de eixo vertical (VAWT - *Vertical Axis Wind Turbine*) é caracterizada por ter o seu eixo de rotação disposto de forma vertical em relação ao solo e quase perpendicular à direção do vento, frequentemente consistindo em rotores de arrasto de design simples.

Figura 2.7 - Turbina eólica de eixo vertical.



Fonte: FLICKR, 2023

Uma vantagem fundamental é sua capacidade de capturar ventos de qualquer direção, dispensando a necessidade de sistemas de ajuste para mantê-la orientada em relação ao vento (sistema YAW). Outro benefício notável é a possibilidade de alojar os componentes pesados da nacelle (compartimento instalado no topo da torre da turbina que abriga o gerador, a caixa de engrenagens e outros elementos) no nível do solo. Isso não apenas simplifica o projeto da torre, tornando-o mais econômico, como também facilita as operações de manutenção.

No entanto, as turbinas de eixo vertical também apresentam várias desvantagens significativas. Um dos principais inconvenientes é que muitas VAWT frequentemente não conseguem iniciar automaticamente. Mecanismos adicionais podem ser necessários para dar

partida à turbina quando ela está parada, uma vez que as pás ficam próximas ao solo, onde os ventos são turbulentos e de baixa velocidade. Dado que a potência disponível do vento aumenta com o cubo da velocidade, há um incentivo substancial para posicionar as pás em locais mais elevados, onde a velocidade do vento é maior.

Adicionalmente, as VAWT frequentemente possuem valores baixos para a Razão de Velocidade de Ponta da Pá (TSR - *Tip Speed Ratio*) e a falta de um mecanismo de passo (*Pitch*), o que resulta na incapacidade de controlar a potência de saída de maneira eficaz (PINTO, 2012).

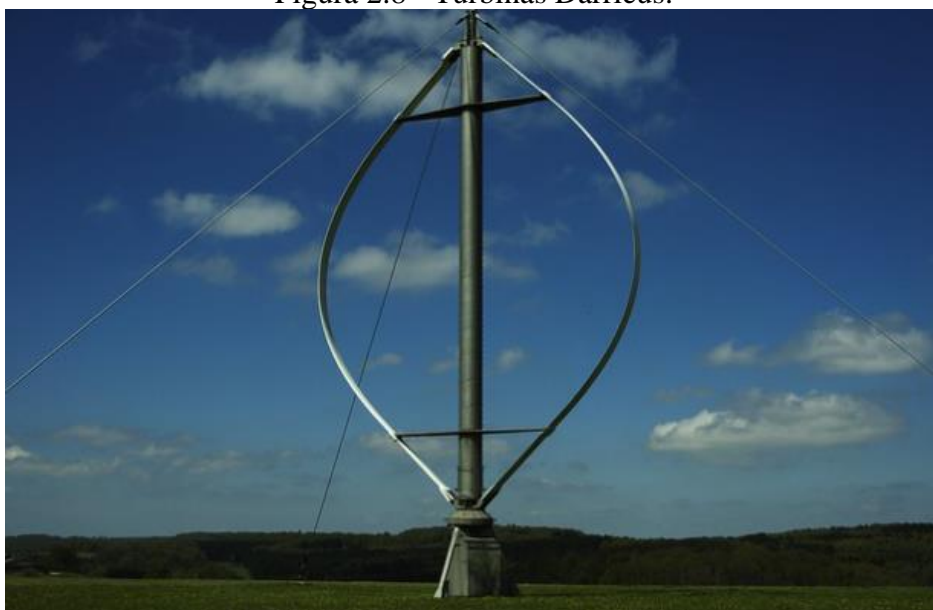
Há vários modelos de turbinas de eixo vertical, sendo que os principais e mais conhecidos são os modelos Savonius e Darrieus.

2.7.1.1. *O Rotor de Darrieus*

Um das principais máquinas comerciais de eixo vertical é o rotor de Darrieus, nomeada assim devido ao seu inventor, George Jean Marie Darrieus (1888 - 1979), o engenheiro aeronáutico francês que propôs tal modelo em 1925 e o patenteou em 1931 (PINTO, 2012).

O rotor Darrieus, funciona devido à força de sustentação gerada a partir de um conjunto de aerofólios. Sendo preferencialmente construído com duas ou três pás, apresentando o formato de batedores de ovos ou catenária (*troposkien*).

Figura 2.8 - Turbinas Darrieus.



Fonte: FLICKR, 2023

Segundo (STROSKI, 2019) esta configuração típica de pá ajuda a minimizar a tensão de flexão sofrida pelas lâminas. A caixa de engrenagens é normalmente montada no solo, e umas das características principais é que elas precisam de um motor de partida, mas este motor pode ser usado como gerador.

Existem diversas variações no desenho de Darrieus, alguns dos quais com lâminas verticais retas, geralmente chamadas de Giromills.

Figura 2.9 - Turbina Giromills.



Fonte: FLICKR, 2023

2.7.1.2. *O rotor Savonius*

O modelo foi apresentado em 1926 pelo inventor que leva o seu nome, o engenheiro finlandês Sigurd Johannes Savonius (1884 -1931). A turbina eólica Savonius é uma máquina de eixo vertical composta por duas lâminas semicilíndricas (ou elípticas) dispostas em uma configuração em forma de 'S', e sua operação assemelha-se à de um anemômetro de copo, com o vento fluindo entre suas pás.

A força motriz fundamental do rotor Savonius é o arrasto, tornando-o uma turbina de baixa rotação e alto torque, capaz de operar eficazmente em condições de baixa velocidade do vento. Isso ocorre devido ao coeficiente de arrasto de uma superfície côncava, que é maior do que o coeficiente de arrasto de uma superfície convexa. Assim, o semicilindro com a face

côncava voltada para o vento experimenta uma maior força de arrasto em comparação com o outro semicilindro, o que resulta no movimento rotativo do rotor.

Figura 2.10 - Turbina Savonius.



Fonte: PIXABAY, 2023

Esses modelos foram muito utilizados no passado para bombeamento de água, pois são de baixo custo, simples construção e instalação, porém seu rendimento é o menor entre as turbinas

2.7.2. Turbina de eixo horizontal

Segundo (SATHYAJITH, 2006) as turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT - *Horizontal Axis Wind Turbines*) caracterizam-se pelo posicionamento do eixo de rotação horizontal em relação ao solo, quase paralelo à direção do vento. Esse tipo de eixo é amplamente adotado na maioria das turbinas modernas, disponíveis em uma variedade de tamanhos e modelos, adequados tanto para aplicações de baixa potência quanto para aquelas de alta capacidade. As turbinas de eixo horizontal oferecem várias vantagens distintas, incluindo a capacidade de operar eficazmente em ventos de baixa velocidade. Em termos gerais, essas

turbinas exibem coeficientes de potência relativamente elevados, podendo alcançar até cinquenta por cento.

Entretanto, o gerador e a caixa de velocidades dessas turbinas são instalados na torre, o que acrescenta complexidade e custos ao seu projeto. Outra desvantagem é a necessidade de um sistema de ajuste de direção (YAW) para alinhar a turbina com a direção do vento. Essas turbinas apresentam variações significativas na sua construção, principalmente no que diz respeito ao número de pás. Elas se dividem em quatro topologias distintas: turbinas de uma, duas ou três pás, e as turbinas múltiplas, também conhecidas como "cataventos".

2.7.2.1. *Rotor de uma pá*

Os de pá única, requerem um contrapeso para eliminar a vibração, e isso é o que limita o seu uso.

Figura 2.11 - Aerogerador de uma pá



Fonte: KAMRAN, 2022

2.7.2.2. *Rotor de duas pás*

Os de duas pás, são muito usados por serem simples, resistentes e mais baratos do que os de três pás, pois necessitam menos material em sua construção.

Figura 2.12 - Aerogerador de duas pás.



Fonte: KAMRAN, 2022

2.7.2.3. *Rotor de três pás*

Os de três pás, distribuem melhor as tensões quando a máquina gira durante mudanças de direção do vento. Com esta vantagem, as turbinas de 3 pás são as mais modernas e consolidadas sendo usadas no mundo todo, tanto em parques eólicos quanto em sistemas isolados, de baixa ou de alta potência.

Figura 2.13 - Aerogerador moderno de três pás.



Fonte: KAMRAN, 2022

2.7.2.4. *Rotor de múltiplas pás*

O rotor de múltiplas pás representa boa parte das instalações eólicas de pequena potência, tendo sua maior aplicação no bombeamento de água, como o da Figura 2.14, por exemplo. Como característica, destaca-se a boa relação torque de partida por área de varredura do rotor, mesmo para ventos fracos. Em contrapartida, seu melhor rendimento encontra-se nas baixas velocidades, limitando a potência máxima extraída por área do rotor, fazendo com que esse rotor seja pouco indicado para geração de energia elétrica.

Figura 2.14 - Turbina eólica de múltiplas pás.

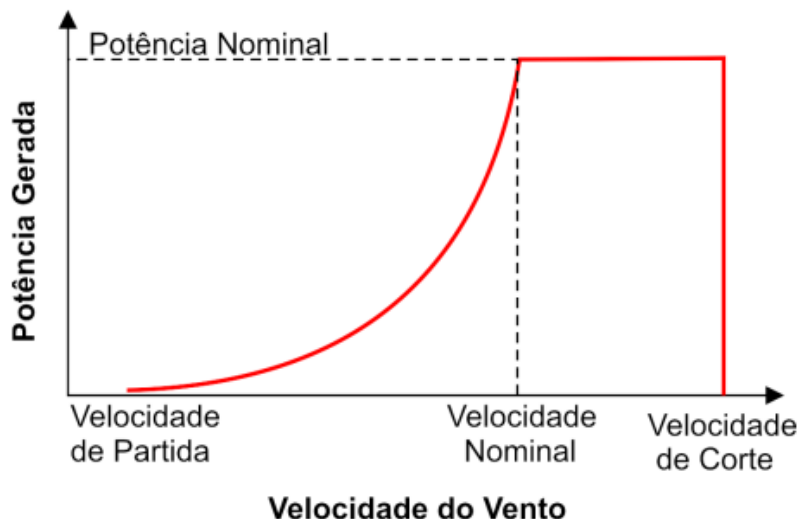


Fonte: FLICKR, 2023

2.8. CONTROLE AERODINÂMICO DE POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO

O gerenciamento da velocidade das pás é um aspecto crucial no *design* e operação de aerogeradores, pois, com rotação descontrolada, o sistema está suscetível a danos quando exposto a velocidades de vento significativamente superior à sua classificação nominal. A Figura 2.15 ilustra a relação entre a velocidade do vento e a potência gerada, destacando a faixa ideal de operação da turbina, que se situa entre a velocidade nominal e a de corte (indicando ventos turbulentos e potencialmente destrutivos).

Figura 2.15 - Curva de potência mecânica da turbina eólica



Fonte: SABINE, 2020

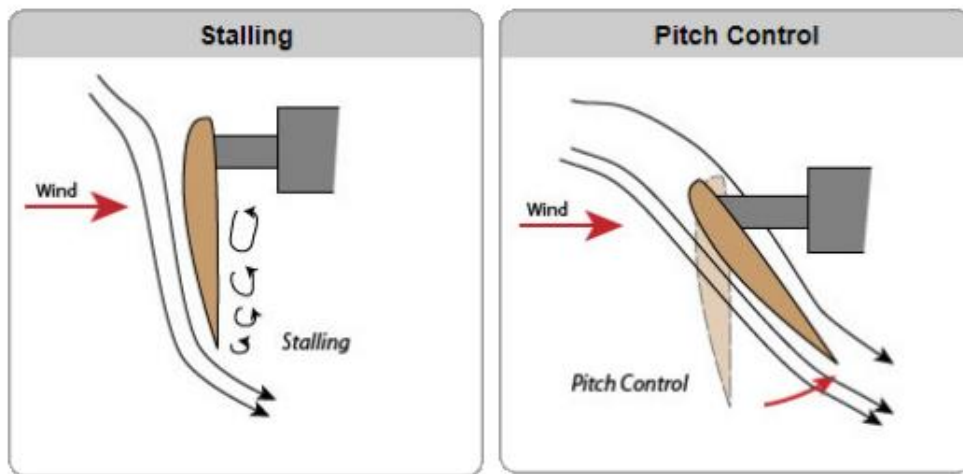
Visando assegurar a integridade estrutural, os fabricantes projetam as turbinas com dois principais tipos de controle aerodinâmico (SABINE, 2020): Controle por estol (*Stall Control*) e Controle do ângulo de passo (*Pitch Control*).

O método de Controle por Estol apresenta um ângulo de passo fixo, sendo uma opção mais simples, robusta e econômica, uma vez que depende apenas das características construtivas. Esse método é amplamente utilizado em turbinas de pequeno porte e com velocidade variável.

2.8.1. Controle por estol passivo e ativo

O efeito de estol ocorre quando o fluxo de ar na superfície do perfil deixa, abruptamente, de fixar-se à superfície, passando a girar em um vórtice irregular (turbulência) e assim é perdida parte da força de sustentação e torque no rotor, como exemplificado na Figura 2.16. O controle por estol limita a velocidade em um valor máximo, ou seja, pelo projeto aerodinâmico, o sistema de estol irá atuar somente a partir de uma determinada velocidade e então para velocidades maiores.

Figura 2.16 - Efeitos dos controles por Stall e Pitch



Fonte: SABINE, 2020

No estol passivo, a configuração do perfil é projetada com ângulos fixos para criar uma zona de turbulência quando a velocidade do vento atinge níveis elevados. Embora esse método não envolva partes móveis, seu controle é complexo e a análise aerodinâmica é desafiadora. Um inconveniente adicional é que as pás enfrentam uma carga mecânica significativa no momento do estol, pois, após o ângulo de ataque atingir 15 graus, a força de sustentação diminui abruptamente, resultando em um aumento substancial da força de arrasto.

Por outro lado, no estol ativo, há um dispositivo mecânico, como molas, que promove um giro sincronizado para limitar a velocidade rotacional. Em outras palavras, quando a turbina ultrapassa sua potência nominal, alcançando uma determinada rotação definida pelo projeto para uma velocidade de vento operacional específica, as pás ajustam seu ângulo de ataque, induzindo a turbina a um estol mais profundo e dissipando o excesso de energia mecânica. As principais vantagens desse método incluem um controle mais eficaz de potência, a redução da carga mecânica provocada pelo vento e a segurança em caso de rajadas de vento. A torção

aplicada nas pás das turbinas de passo fixo é empregada para manter diferentes ângulos de ataque ao longo da linha de corda, permitindo que entrem em estol em momentos distintos e minimizando assim a turbulência que poderia causar danos (GALIZIA, 2004).

2.8.2. Controle por ângulo de passo

No controle por ângulo de passo, como visto na Figura 2.16, busca-se manter o ângulo de ataque dentro de valores desejados, ajustando-o conforme as variações na velocidade do vento e na velocidade angular (GALIZIA, 2004). Esse mecanismo é amplamente adotado em turbinas de grande porte, sendo uma abordagem sofisticada e integrada ao sistema de controle de potência (PEREIRA, 2004). A estratégia envolve o movimento de aletas em cada pá por meio de servomecanismos, ajustando-as em poucos graus de cada vez em resposta às mudanças na intensidade do vento. Esse ajuste contínuo visa manter um ângulo ótimo para a extração de potência em todas as velocidades do vento. Além disso, nas hélices desse tipo, é aplicada uma torção nas pás, considerando a velocidade do vento constante e igual para todos os pontos ao longo do raio da hélice. Como a velocidade tangencial varia para cada ponto, com o valor máximo na ponta da hélice, a velocidade relativa diminui da base para a ponta. Dado que o ângulo de passo é fixo (em um determinado ponto de operação), a torção das pás compensa as variações no ângulo relativo ao longo da linha de corda, evitando assim situações indesejáveis (GALIZIA, 2004).

2.9. APLICAÇÕES DOS SISTEMAS EÓLICOS

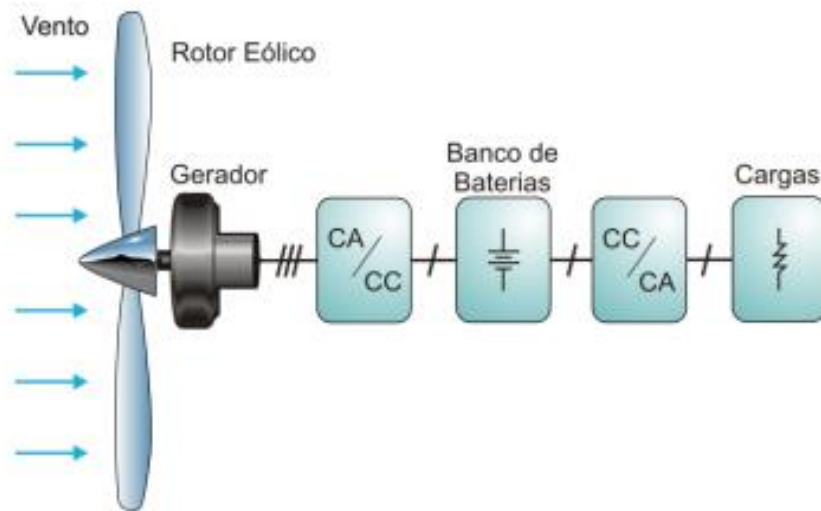
Os sistemas eólicos com suas diversas topologias vista com mais detalhes na secção (3.5.1), e podem ser divididos em três categorias (“CRESESB”, 2008) apresentadas a seguir.

2.9.1. Sistemas Isolados

Nos sistemas isolados ou sistemas *off grid*, a energia elétrica gerada não se integra à rede elétrica convencional, geralmente são utilizadas em locais mais afastados e que não possuem a possibilidade de interligação com a rede elétrica. Essa energia pode ser consumida instantaneamente, por exemplo em um sistema de bombeamento, ou pode ser armazenada em um banco de baterias, como no caso de Charles Francis Brush, apresentada na Figura 2.17. Esse

tipo de estrutura é comumente empregado em aerogeradores de pequeno porte, os quais lidam com potências mais baixas.

Figura 2.17 - Exemplo de um sistema *Off Grid*

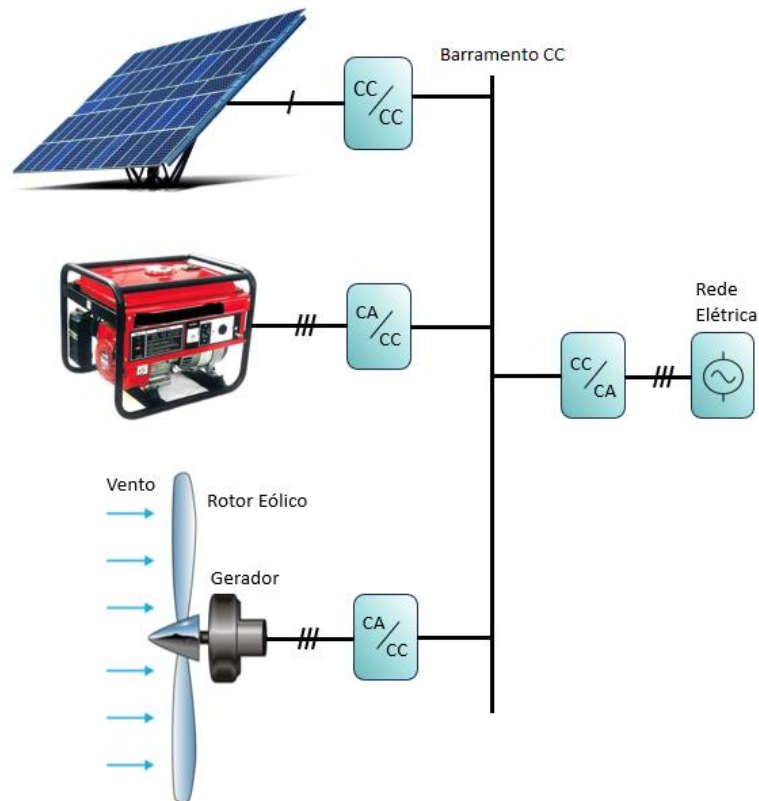


Fonte: TIBOLA, 2009

2.9.2. Sistemas Híbridos

Esses sistemas podem ou não estar conectados à rede elétrica, mas sempre estão conectados a outros sistemas cuja fontes de energia são distintas, portanto, necessitando de estágios adicionais de integração para atender a uma mesma carga. Por exemplo, o fornecimento de energia para uma residência pode ser derivado de uma turbina eólica de pequeno porte e um gerador a diesel, embora a energia gerada por eles tenha origens diferentes, pode ser condicionada e compartilhada usando circuitos auxiliares. A Figura 2.18 exemplifica como as energias provenientes de um aerogerador, um módulo fotovoltaico e um gerador a diesel são acumuladas para ser injetada na rede elétrica convencional.

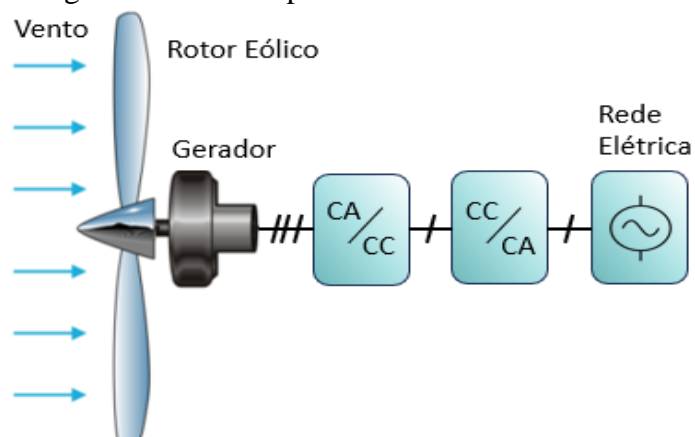
Figura 2.18 - Exemplo de um Sistema Híbrido



Fonte: Elaborado pelo autor

2.9.3. Sistemas Conectados à Rede Elétrica

Estes sistemas injetam energia na rede elétrica convencional, disponibilizando-a para várias unidades consumidoras, como mostrado na Figura 2.19. Além disso, alguns desses sistemas podem ter uma unidade de armazenamento de energia acoplada a ele.

Figura 2.19 - Exemplo de um Sistema *On Grid*

Fonte: Elaborado pelo autor

Esta configuração pode ser aplicada em baixas, médias e altas potências, adaptando-se de acordo com a capacidade de potência processada, a estrutura da turbina, o tipo de gerador utilizado, a tensão de conexão e a configuração da rede elétrica. Ela é principalmente empregada quando há um grande número de aerogeradores trabalhando em conjunto em um mesmo local, mas conhecidos como parques eólicos. Esses parques eólicos podem ser encontrados no mar, em parques *offshore*, como na Figura 2.20, ou em terra firme em parques *onshore*, como na Figura 2.21.

Figura 2.20 - Parque Eólico ‘*Offshore*’ Vineyard Wind



Fonte: IBERDROLA, 2023

Figura 2.21 - Parque Eólico ‘*Onshore*’ de Osório



Fonte: ENERFIN DO BRASIL, 2023

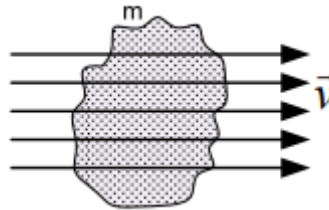
3. SISTEMAS DE CONVERSÃO EM ENERGIA EÓLICA

Para uma compreensão mais aprofundada dos sistemas de conversão de energia eólica, é essencial reconhecer que a energia eólica se origina na energia cinética contida nas massas de ar. O processo de aproveitamento dessa energia envolve a conversão da energia cinética dos ventos em energia cinética de rotação das turbinas, resultando, por sua vez, na conversão para energia elétrica.

3.1. POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO

A energia cinética de uma massa de ar em movimento a uma dada velocidade e que cruza perpendicularmente uma superfície, pode ser matematicamente descrita pela equação (3.1). Esta relação é ilustrada na Figura 3.1 (TIBOLA, 2009).

Figura 3.1 - Massa de ar de massa “ m ” deslocando-se com velocidade “ v ”



Fonte: TIBOLA, 2009

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.1)$$

Ao analisar a variação da energia cinética ao longo do tempo, obtém-se a potência em Watts [W] fornecida pelo vento. Essa relação é estabelecida, calculando a taxa de variação da função, descrita pela equação (3.2), $\frac{dE_c}{dt}$ representando a derivada da energia cinética para o intervalo de tempo considerado (PINTO, 2012).

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{d}{dt} \frac{mv^2}{2} \quad (3.2)$$

Sabendo que a velocidade da massa de ar é constante na equação (3.2), então a potência dependerá unicamente da quantidade de massa que atravessa a seção transversal da superfície durante um determinado intervalo de tempo. A quantidade de massa de uma substância que atravessa uma determinada área é denominada taxa de fluxo de massa, sendo representada pela equação (3.3).

$$\frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho Av \quad (3.3)$$

Aplicando a equação (3.3) em (3.2), é obtido a equação (3.4):

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.4)$$

Sendo:

- P é a potência disponível do vento [W]
- ρ é a massa específica do ar $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right]$
- A é a área de seção transversal ultrapassada pelo vento em m^2
- v é a velocidade média do vento $\left[\frac{\text{m}}{\text{s}}\right]$
- \dot{m} é a taxa de fluxo de massa $\left[\frac{\text{kg}}{\text{s}}\right]$

3.2. LIMITE DE BETZ

De acordo com (PINTO, 2012) a conversão de energia cinética do vento em potência mecânica possui algumas limitações, pois há um máximo de potência que uma turbina eólica consegue extrair do vento.

Para entender melhor, vamos partir da equação da continuidade de Bernoulli, que diz: para um aumento na velocidade do fluido, acontece uma diminuição da pressão ou energia potência desse fluido.

$$Q = A_1 v = A_2 v_0 \quad (3.5)$$

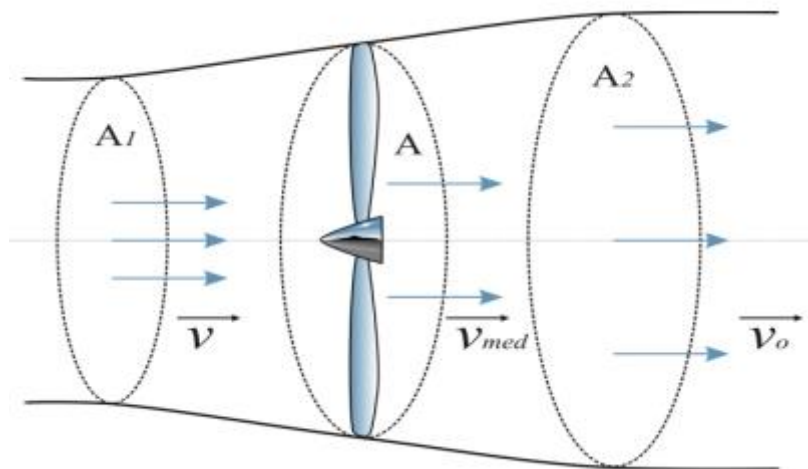
Sendo:

- Q é a vazão de vento que atravessa a turbina $\left[\frac{m^3}{s}\right]$
- A é a área de seção transversal ultrapassada pelo vento $[m^2]$
- v é a velocidade média do vento $\left[\frac{m}{s}\right]$

Na Figura 3.2, a representação de v corresponde à velocidade do vento na região anterior às pás, enquanto v_{med} denota a velocidade do vento ao nível das pás e v_o indica a velocidade após o vento deixar as pás. Pode-se observar a variação da velocidade do vento ao atravessar o rotor. Inicialmente, o vento possui velocidade v e, à medida que atravessa as pás da turbina, ocorre uma diminuição de velocidade v_o devido à utilização de parte da energia cinética para acionar as pás da turbina.

Essa redução de velocidade resulta em uma diminuição da pressão e um aumento no volume do fluido, conforme previsto pela equação da continuidade de Bernoulli.

Figura 3.2 - Corrente de ar ao redor da turbina eólica.



Fonte: TIBOLA, 2009

A potência mecânica extraída pela turbina é definida como a diferença entre a potência de entrada e a potência de saída. Dessa forma, podemos expressar este conceito da seguinte maneira.

$$P_{mec} = P_{in} - P_{out} \quad (3.6)$$

$$P_{mec} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m v^2 - \frac{1}{2} m v_0^2 \right) \quad (3.7)$$

$$P_{mec} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m (v^2 - v_0^2) \right) \quad (3.8)$$

Com isso, o mesmo raciocínio será empregado na equação (3.3), em que a potência dependerá exclusivamente da quantidade de massa que atravessa a seção transversal da superfície durante um determinado intervalo de tempo. Como a velocidade do vento varia antes e depois das pás, assim como as áreas de entrada e saída, considerou-se a seção transversal que abrange as hélices e assumiu que a velocidade da massa de ar será a média entre a entrada e a saída, resultando na seguinte taxa de fluxo de massa.

$$\dot{m} = \rho A \left(\frac{v + v_0}{2} \right) \quad (3.9)$$

Então substituindo (3.9) em (3.8), é obtido a equação (3.10).

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v + v_0}{2} \right) (v^2 - v_0^2) \quad (3.10)$$

Rearranjando a equação (3.10), chegou-se à seguinte equação:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \frac{\left(1 + \frac{v_0}{v}\right) \left(1 - \left(\frac{v_0}{v}\right)^2\right)}{2} \quad (3.11)$$

Como pode-se ver, a potência mecânica extraída pela turbina é uma fração da potência total do vento. E essa fração é comumente chamada de Coeficiente de Potência (C_p) representado pela equação (3.12).

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{v_0}{v}\right) \left(1 - \left(\frac{v_0}{v}\right)^2\right)}{2} \quad (3.12)$$

Logo a potência extraída pela turbina pode ser expressa pela equação (3.13).

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (3.13)$$

Analisando o coeficiente de potência representado pela equação (3.12), é possível encontrar o seu valor máximo teórico, substituindo parte da equação (3.12) pelo coeficiente k como demonstrado na equação (3.14). Fazendo devidas substituições, chega-se à equação (3.16).

$$k = \frac{v_o}{v} \quad (0 < k < 1) \quad (3.14)$$

$$C_p = \frac{(1+k)(1-k^2)}{2} \quad (3.15)$$

$$C_p = \frac{1+k-k^2-k^3}{2} \quad (3.16)$$

Aplicando o teorema de Fermat em (3.16).

$$\frac{\partial C_p}{\partial k} = \frac{1-2k-3k^2}{2} = 0 \quad (3.17)$$

$$-3k^2 - 2k + 1 \quad (3.18)$$

Logo, as raízes encontradas serão:

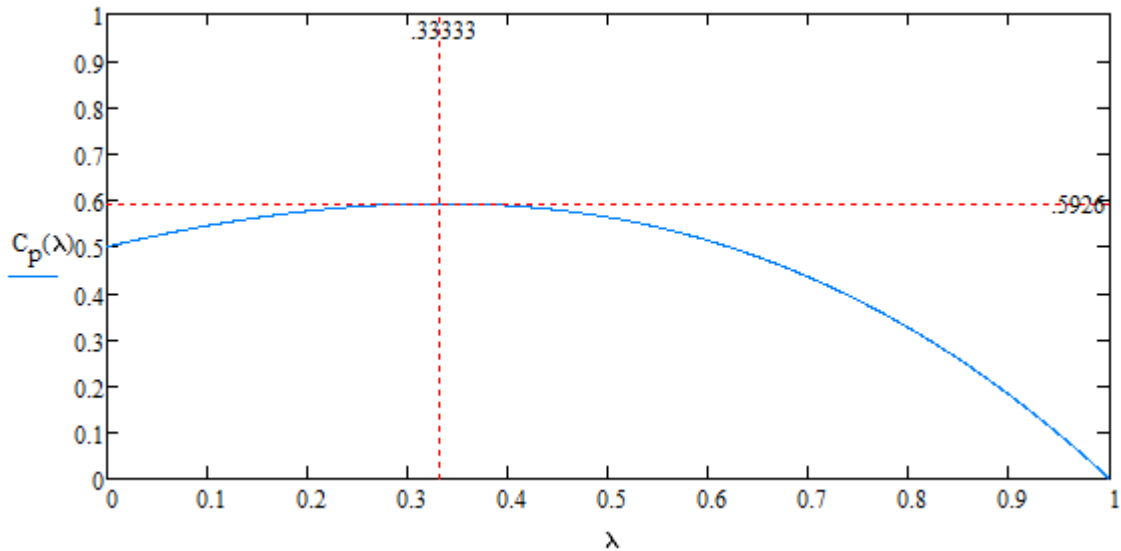
$$k_1 = \frac{1}{3}$$

$$k_2 = -1$$

Como o valor de k é maior que 0, o valor que maximiza o coeficiente de potência expresso pela equação (3.15) é o valor de k_1 . Substituindo o valor de k_1 na equação (3.15), descobre-se o valor máximo de C_p , expresso pela equação (3.19) e demonstrado pela Figura 3.3.

$$C_{pmax} = C_p(\lambda = \lambda_1) = \frac{\left(1 + \frac{1}{3}\right)\left(1 - \left(\frac{1}{3}\right)^2\right)}{2} = 0,5926 \quad (3.19)$$

Figura 3.3 - Coeficiente de potência de Betz



Fonte: Elaborado pelo autor

A eficiência máxima de uma turbina eólica pode atingir é de 59,3%, ou seja, esse é o valor máximo que a turbina eólica consegue retirar de potência disponível no vento, com isso, esse valor passou a ser conhecido por limite de Betz. Logo a potência máxima que uma turbina eólica consegue extrair do vento é representada pela equação (3.20).

$$P_{max} = P(C_{pmax}) = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_{pmax} \quad (3.20)$$

Embora a equação de Betz estabeleça um limite superior para o desempenho de um aerogerador, ela não é muito refinada, uma vez que não considera diversos fatores, como:

- As resistências aerodinâmicas das hélices;
- A perda de energia pelo atrito na rotação;
- A compressibilidade do fluido;
- A interferência das hélices e da torre.

Consequentemente, alcançar o valor máximo do coeficiente de potência na prática, é de difícil obtenção.

De acordo com (BAZZO, 2017), para estimar com precisão a potência processada por cada aerogerador, é essencial ajustar o valor de C_p levando em conta o ângulo de passo da turbina (β) em graus e o valor do TSR (λ).

Então, reescrevendo a equação (3.13) em função dos parâmetros da turbina, obtém-se à equação (3.21).

$$P_{mec}(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3.21)$$

Ainda cabe ressaltar que o valor λ é conhecido como “*Tip Speed Ratio*” (TSR), que é uma relação entre a velocidade tangencial da hélice da turbina e a velocidade real de vento, e pode ser descrita pela equação (3.22).

$$\lambda = \frac{\omega r}{v} \quad (3.22)$$

Sendo:

- ω velocidade angular da turbina em radianos por segundo $\left[\frac{rad}{s}\right]$
- r raio da turbina em metros $[m]$
- v velocidade média do vento $\left[\frac{m}{s}\right]$

A partir da equação (3.21), conclui-se, para valores constantes de λ e de velocidade do vento, turbinas com menor raio tendem a girar a uma velocidade mais elevada. Resultando em turbinas de baixa potência com uma rotação mais alta.

3.3. TORQUE MECÂNICO

Sabe-se que o torque mecânico gerado pela turbina é equivalente à divisão entre a potência mecânica e a frequência angular, conforme expresso na equação (3.23).

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega} \quad (3.23)$$

Ao aplicar (3.23) em (3.21), obtém-se o torque mecânico gerado em um aerogerador, sendo expresso pela equação (3.24).

$$T_{mec}(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho A v^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\omega} \quad (3.24)$$

A equação (3.24) demonstra que turbinas com maior velocidade de rotação tendem a ter um torque menor.

Com isso, é possível extrair da equação (3.24) o Coeficiente de Torque (C_T), sendo representado pela equação (3.25).

$$C_T(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\omega} \quad (3.25)$$

Finalmente, chega-se à expressão final para o torque mecânico produzido pelo rotor eólico, conforme a equação (3.26).

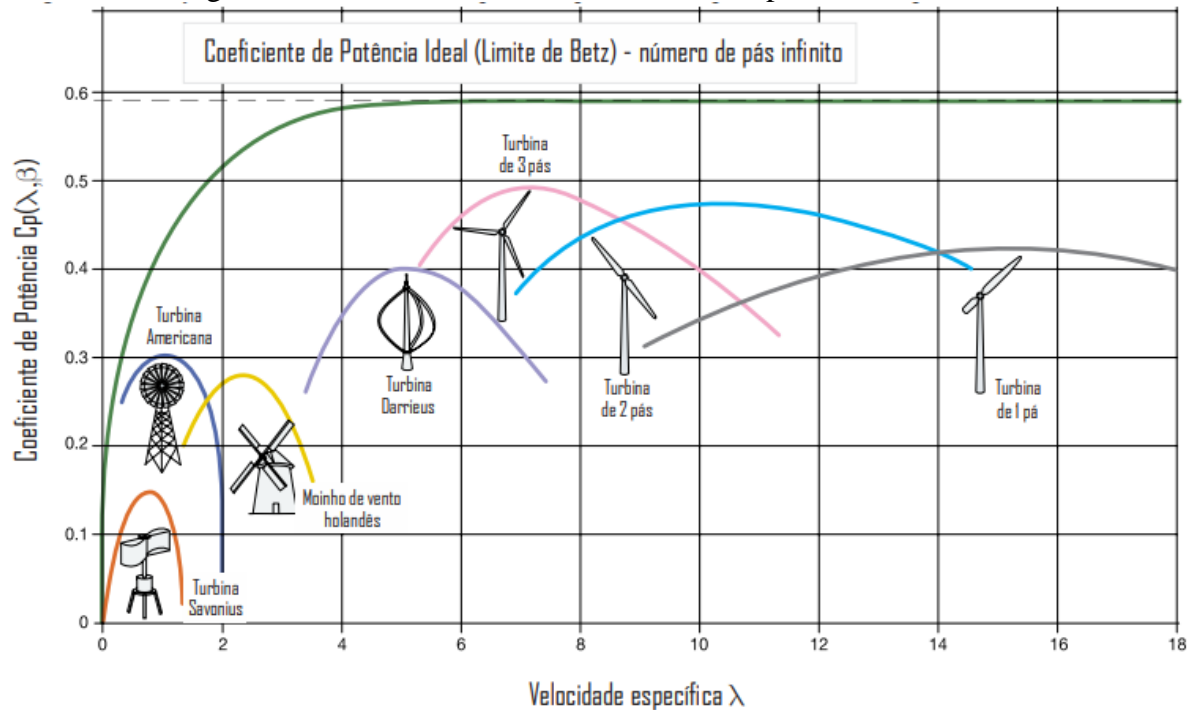
$$T_{mec}(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_T(\lambda, \beta) \quad (3.26)$$

Logo, para cada tipo de turbina haverá uma série de curvas de coeficiente de potência e torque em relação ao TSR para cada ângulo de passo.

A Figura 3.4 ilustra alguns coeficientes de potência em relação ao TSR para vários tipos de hélices.

É observado que as turbinas de três pás têm o maior coeficiente, permitindo uma maior extração de potência, enquanto as turbinas de duas pás têm um coeficiente menor, mas podem operar em velocidades maiores.

Figura 3.4 - Influência de λ no coeficiente de potência da turbina.



Fonte: Adaptado de RENATO, 2017

3.4. GERADORES

Os geradores elétricos desempenham a função de transformar a energia mecânica proveniente da rotação fornecida pelo rotor eólico em energia elétrica. Eles podem ser divididos em duas categorias: geradores síncronos e geradores assíncronos (indução) (SATHYAJITH, 2006).

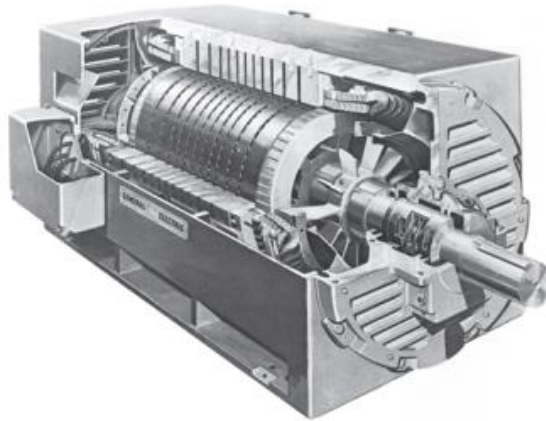
3.4.1. Gerador assíncrono

Os geradores de indução assíncronos são caracterizados por utilizarem um campo magnético que rotaciona em uma velocidade diferente do rotor. De maneira geral, os geradores assíncronos ou de indução são os mais resistentes e de construção mecânica simples. São máquinas de baixo custo, demandam pouca manutenção e podem oferecer um desempenho significativo.

Por esses motivos, são frequentemente utilizados em parques eólicos, tanto de grande quanto de pequeno porte, bem como em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Uma desvantagem significativa é o consumo de potência reativa devido à corrente de magnetização do estator, que pode ser auto excitada ou excitada externamente (CHAPMAN, 2013).

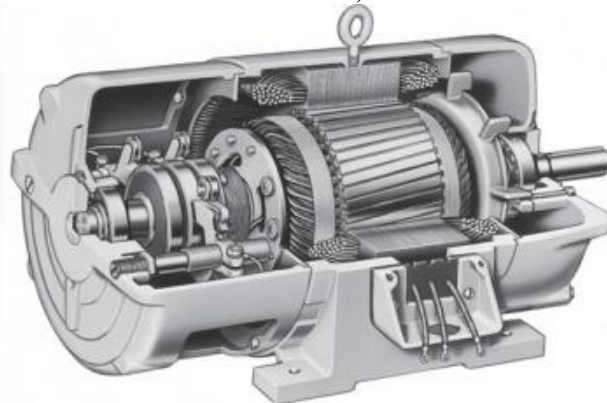
Os principais tipo de geradores assíncronos são representados pelas Figuras a seguir:

Figura 3.5 - Gerador de indução com gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator - SCIG*)



Fonte: CHAPMAN, 2013

Figura 3.6 - Gerador de indução com rotor bobinado (*Wound Rotor Induction Generator - WRIG*).



Fonte: CHAPMAN, 2013

3.4.2. Gerador síncrono

A maior parcela da energia consumida globalmente é produzida por geradores síncronos, sendo amplamente empregados em usinas termelétricas e hidroelétrica. Esses geradores possuem sua velocidade síncrona determinada pela frequência do campo girante e pelo número de pares de polos no rotor. Portanto, para uma velocidade fixa, a frequência também permanece constante. A principal desvantagem do gerador síncrono reside na necessidade de uma corrente contínua para excitar o campo do rotor (HEIER, 2014).

No entanto, é importante observar que os geradores síncronos são consideravelmente mais caros que os geradores assíncronos, devido à necessidade de um maior número de polos, o que torna o projeto e a construção mais complexos.

Entre os geradores síncronos, destaca-se o emprego do gerador síncrono de ímãs permanentes, em inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG), que não necessitam de corrente contínua para excitação (HEIER, 2014).

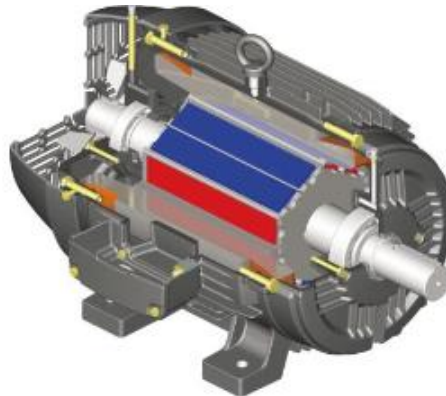
3.4.2.1. Gerador Síncrono de Ímã Permanente (PMSG)

Em sistemas nos quais a velocidade de operação é variável, os geradores síncronos tornam-se altamente requisitados. Para solucionar o desafio da excitação do campo, a escolha mais lógica é o uso de geradores síncronos a ímã permanente (HEIER, 2014).

Como sua velocidade de rotação é variável, é possível sincronizar a velocidade de rotação da turbina com o gerador sem a necessidade de uma caixa de engrenagens, e assim eliminando como por exemplo, perdas devido ao atrito, custo de manutenção e etc.

Ele é amplamente utilizado entre turbinas de pequeno e de grande porte, pois sua maior eficiência e volume reduzido compensam seu preço mais alto (HEIER, 2014).

Figura 3.7 - Motor de Ímã Permanente WEG W22



Fonte: WEG Industries, 2019

3.5. ELETRÔNICA DE POTÊNCIA

De acordo com (FISCH, 2021), ao longo das últimas quatro décadas, o aumento da potência dos sistemas eólicos e o fortalecimento das normas de conexão com a rede elétrica têm conferido à eletrônica de potência um papel essencial na energia eólica.

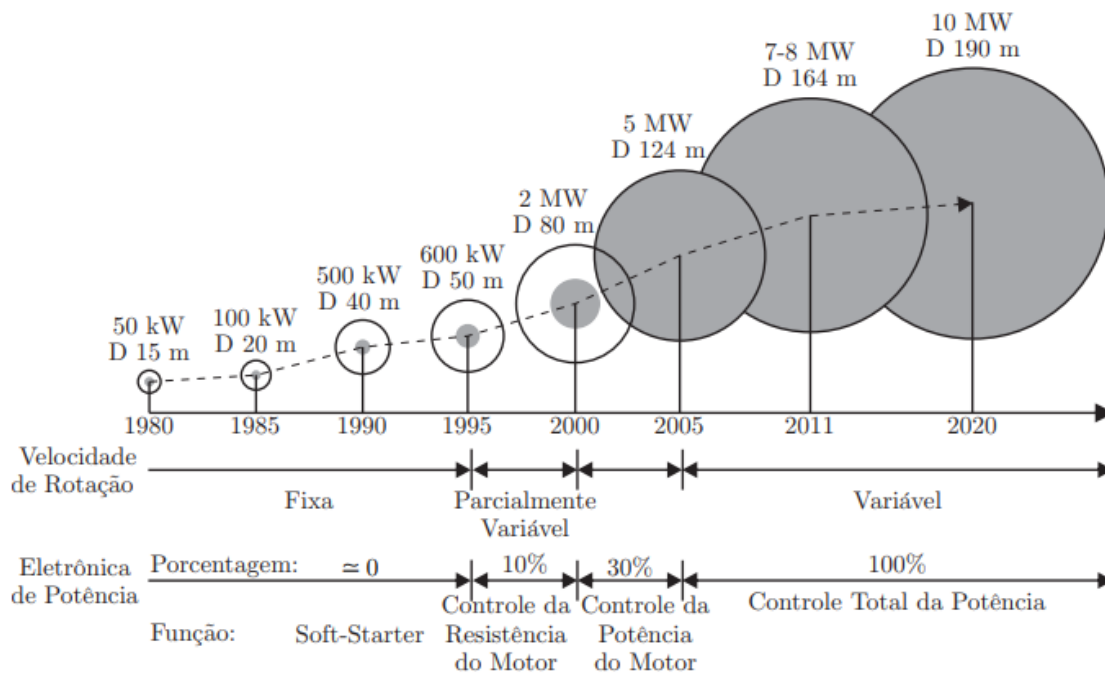
Desde os anos 1980, quando as primeiras turbinas eólicas foram utilizadas para a geração de energia elétrica, funcionavam com velocidade fixa e eram conectadas à rede elétrica, sendo necessário realizar uma partida suave, por meio de um simples conversor *soft-starter* composto por tiristores em antiparalelo (BALBINO, 2020).

As turbinas eram projetadas para alcançar a máxima eficiência em uma determinada velocidade do vento, perdendo eficiência para as demais velocidades. As variações na velocidade do vento acarretavam pulsações de conjugado de potência, causando estresses mecânicos em todo o sistema, além de problemas na qualidade de energia (HEIER, 2014).

Após esse período, em 1990, a eletrônica de potência passou a ser integrada aos circuitos eólicos, permitindo uma variação de até 10% na velocidade do gerador. Nos anos 2000, os conversores eletrônicos capazes de processar parcial ou totalmente a potência da turbina eólica foram introduzidos nos sistemas, viabilizando operações com velocidades de rotação variáveis de 0% a 100% (FISCH, 2021).

Para exemplificar o avanço da eletrônica de potência aplicada a sistemas eólicos, a Figura 3.8 evidencia o aumento na capacidade de controle da potência gerada, relacionado à progressão das turbinas de grande porte.

Figura 3.8 - O avanço da eletrônica de potência aplicada a sistemas eólicos.



Fonte: BALBINO, 2020

3.5.1. Topologias de sistemas eólicos

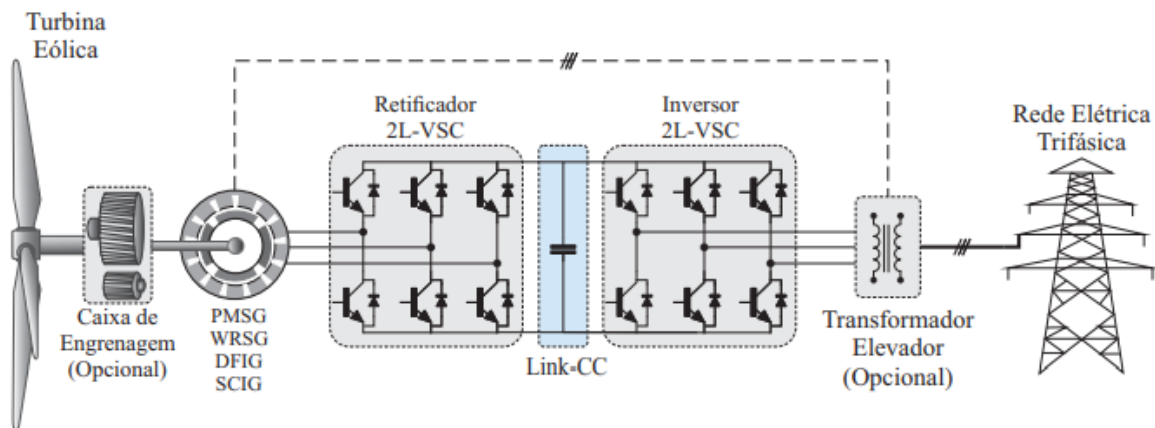
A conversão de potência pode ocorrer utilizando um conversor de estágio único AC-AC, ou por meio de um link DC que conecta o conversor no lado do gerador ao conversor no lado da rede elétrica. Apesar de o link CC adicionar volume, custo, possuir baixa vida útil e demandar maior manutenção, é por meio dele que ocorre o desacoplamento entre o gerador e a rede. (GUIMARÃES, 2016).

As topologias em que ambos os conversores, tanto do lado do gerador quanto da rede, apresentam a mesma configuração são denominadas topologias back-to-back (BTB)

3.5.1.1. Conversor Eletrônico de Potência BTB 2L-VSC

Nessa configuração, o conversor fonte de tensão (Voltage Source Rectifier - VSR) trifásico de dois níveis (2L - Two Levels) regula o torque e a velocidade do gerador, ao passo que o inversor de fonte de tensão (Voltage Source Inverter - VSI) controla a tensão no link DC e a potência fornecida à rede (YARAMASU *et al.*, 2015).

Figura 3.9 - Conversor eletrônico de potência BTB 2L-VSC

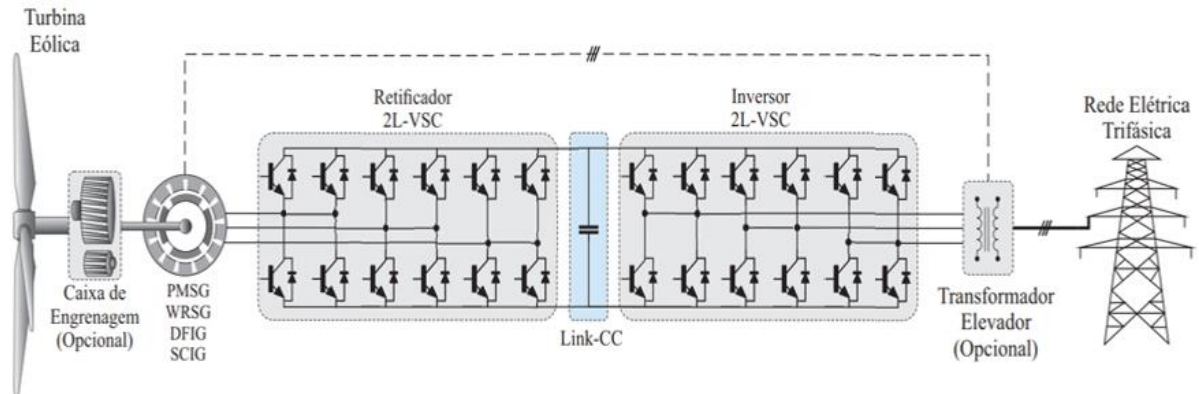


Fonte: FISCH, 2021

3.5.1.2. Conversores BTB 2L-VSC em paralelo

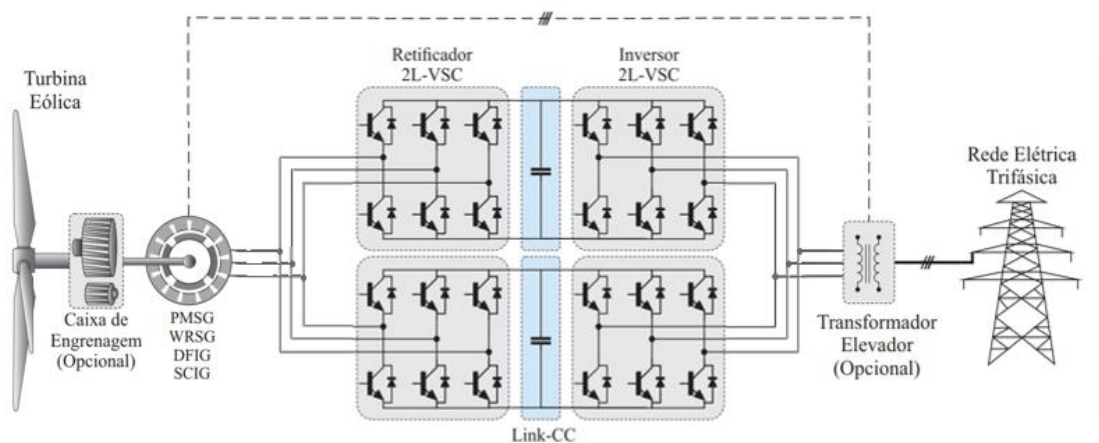
Para potências maiores, pode ser utilizada a topologia *back-to-back* com VSCs em paralelo utilizando o mesmo link CC Figura 3.10 ou diferentes links CC Figura 3.11, mas quando a potência aumenta suficientemente, o número de módulos ou conversores em paralelo começa a comprometer o custo e a complexidade do sistema (YARAMASU *et al.*, 2015).

Figura 3.10 - Conversor eletrônico de potência BTB 2L-VSC em paralelo e link CC único.



Fonte: Adaptado de FISCH, 2021

Figura 3.11 - Conversor eletrônico de potência BTB 2L-VSC em paralelo e link CC individual



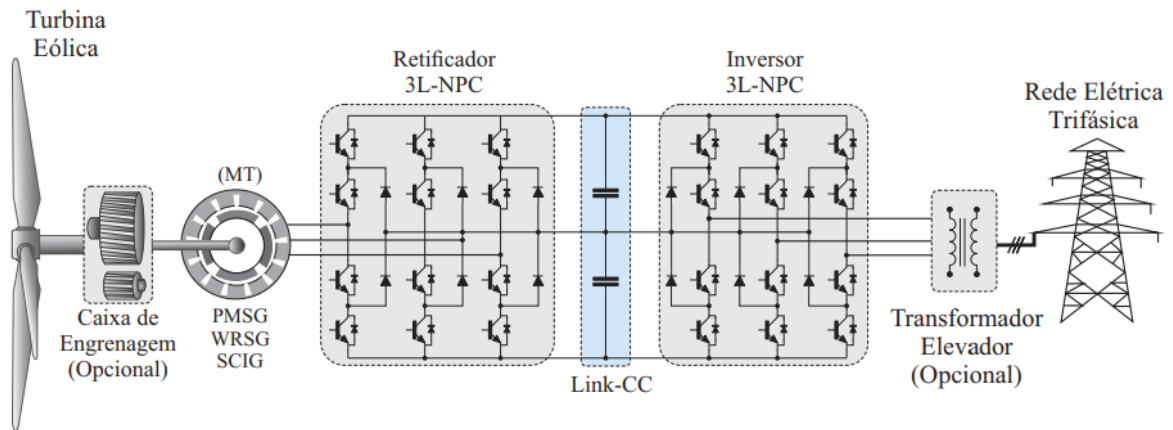
Fonte: Adaptado de FISCH, 2021

3.5.1.3. Conversor Eletrônico de Potência BTB 3L-NPC

Atualmente, o conversor BTB 2L-VSC é a topologia predominante nos sistemas eólicos comerciais. Entretanto, a perspectiva global para a indústria eólica é um aumento significativo na potência dos sistemas, alcançando 10-12 MW nos próximos anos. Conseqüentemente, a aplicação da topologia 2L-VSC pode tornar-se inviável.

Assim, uma solução para enfrentar esses desafios é adotar o conversor fonte de tensão com neutro grampeado a diodo (NPC-VSC - *Neutral Point Clamped Voltage Source Converter*) de três níveis (3L - *Three Levels*) (FISCH, 2021).

Figura 3.12 - Conversor eletrônico de potência BTB 3L-NPC.

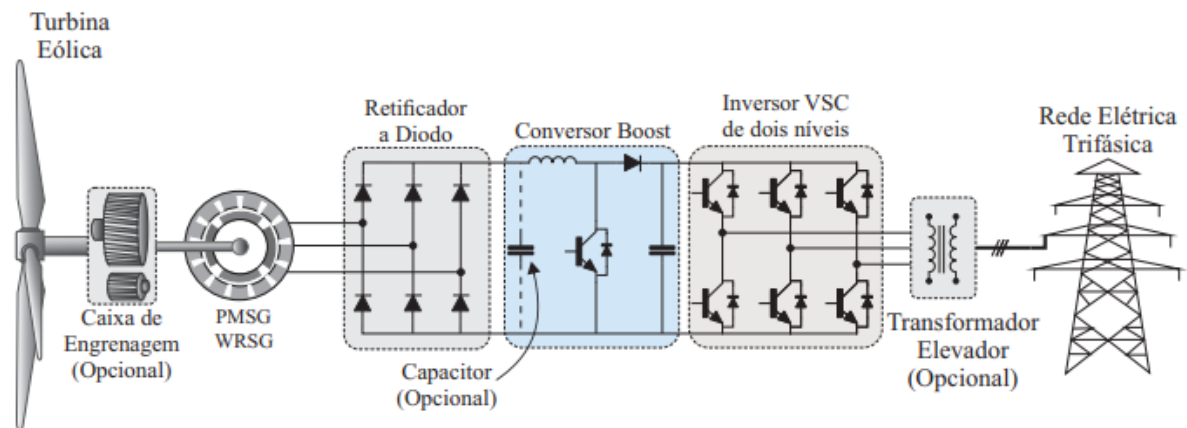


Fonte: FISCH, 2021

3.5.1.4. Conversor eletrônico de potência com retificador passivo, boost e VSI.

Nesta topologia é acrescentado um conversor boost, entre estágio do link CC e o estágio do retificador, que tem como função realizar o rastreamento do máximo ponto de potência, ou seja, controla a velocidade da turbina (YARAMASU et al., 2015).

Figura 3.13 - Conversor eletrônico de potência unidirecional



Fonte: FISCH, 2021

A principal limitação dessas topologias, que contam com conversores (boost/buck) no lado do gerador, reside no fato de que as correntes e tensões geradas conterão harmônicas (FISCH, 2021).

Essas harmônicas têm o potencial de afetar a eficiência da máquina, aumentar o aquecimento devido às perdas nos materiais ferrosos e cobre nas frequências harmônicas,

causar variações no torque e gerar ruídos audíveis conforme (*IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electric power systems, 1993*).

4. MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA

Com base na importância dos sistemas eólicos, este projeto visa desenvolver o sistema de processamento de energia para um aerogerador de 6 kW conectado à rede elétrica.

A concepção desta proposta foi originada a partir de um projeto realizado na UFSC Araranguá, que desenvolveu a construção de uma turbina eólica de pequeno porte.

4.1. VISÃO GERAL DO PROJETO

O estágio inicial do sistema consiste na análise do aerogerador, que possui acoplado um gerador síncrono de ímãs permanentes de baixa rotação. Como o gerador gera tensão e corrente alternadas nos terminais conectados ao eixo da turbina, foi necessário aplicar um segundo estágio para processar essa energia.

Este segundo estágio consiste em um conversor passivo (ponte de diodos) CA-CC, representado pela Ponte de Graetz, e um filtro capacitivo que tem como função assegurar a estabilidade da tensão entre seus terminais. Sua escolha deve ser realizada de acordo com a seção 6.

A terceira parte do sistema envolve um conversor Boost, encarregado de aumentar a tensão do barramento CC e controlar a tensão nos terminais da ponte retificadora por meio do MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Isso garante que o aerogerador opere continuamente no ponto de máxima potência.

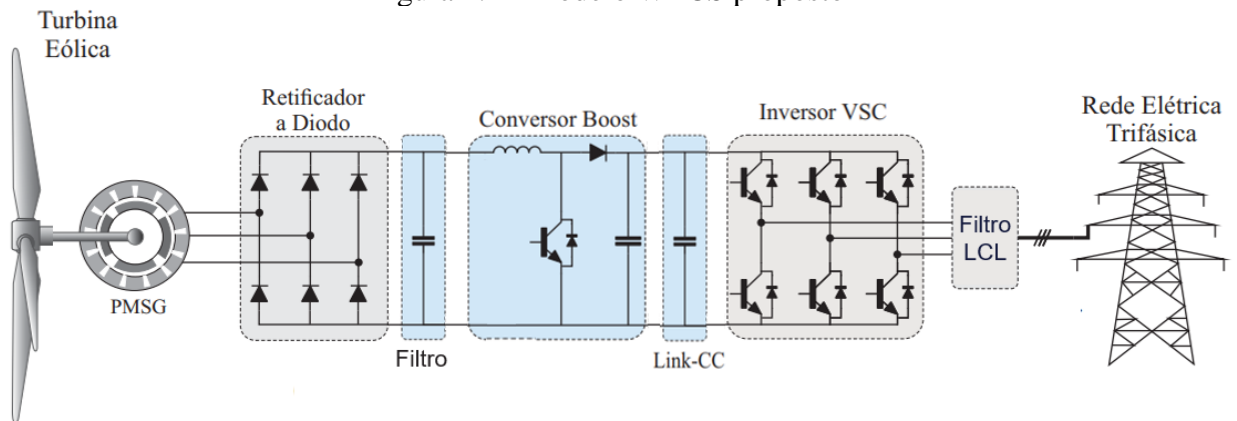
A quarta parte compreende um inversor VSI, responsável por converter a tensão CC em CA, possibilitando a injeção da energia elétrica convertida na rede de distribuição.

O penúltimo estágio engloba um filtro LCL com amortecimento, projetado para reduzir a THD (*Total Harmonic Distortion*) da corrente injetada na rede.

Por fim, o último estágio abrange todo o controle do inversor VSI, que é fundamental para o gerenciamento eficaz da conversão de energia no sistema.

A Figura 4.1 apresenta a ilustração da topologia do sistema WECS proposto, e nas seções subsequentes, será visto detalhadamente cada componente

Figura 4.1 - Modelo WECS proposto



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2. ANÁLISE TEÓRICA DO AEROGERADOR

O Aerogerador utilizado, foi o modelo desenvolvido pelos estudantes de Araranguá representado na Figura 4.2.

Figura 4.2 - Aerogerador do Campus Araranguá



Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 4.1 - Dados da turbina eólica

Parâmetro	Símbolo	Valor
Raio da turbina	r	2,85 m
Potência nominal	P_{nom}	6000 W
Velocidade nominal de vento	V_{nom}	10 m/s
Velocidade de rotação nominal	ω_{nom}	270 rpm
Ângulo de passo das pás	β	Pitch

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.1. Coeficiente de potência

Conforme apresentado na Secção (3.2), a fim de melhorar o coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$, expresso na Equação (3.21) e levando em conta as especificidades da turbina, o coeficiente de potência será reescrito considerando os coeficientes definidos empiricamente por (HEIER, 2006).

Tabela 4.2 - Coeficientes característicos da função C_p

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	x
0,5	116	0,4	0	5	21	1,5

Fonte: HEIER, 2006

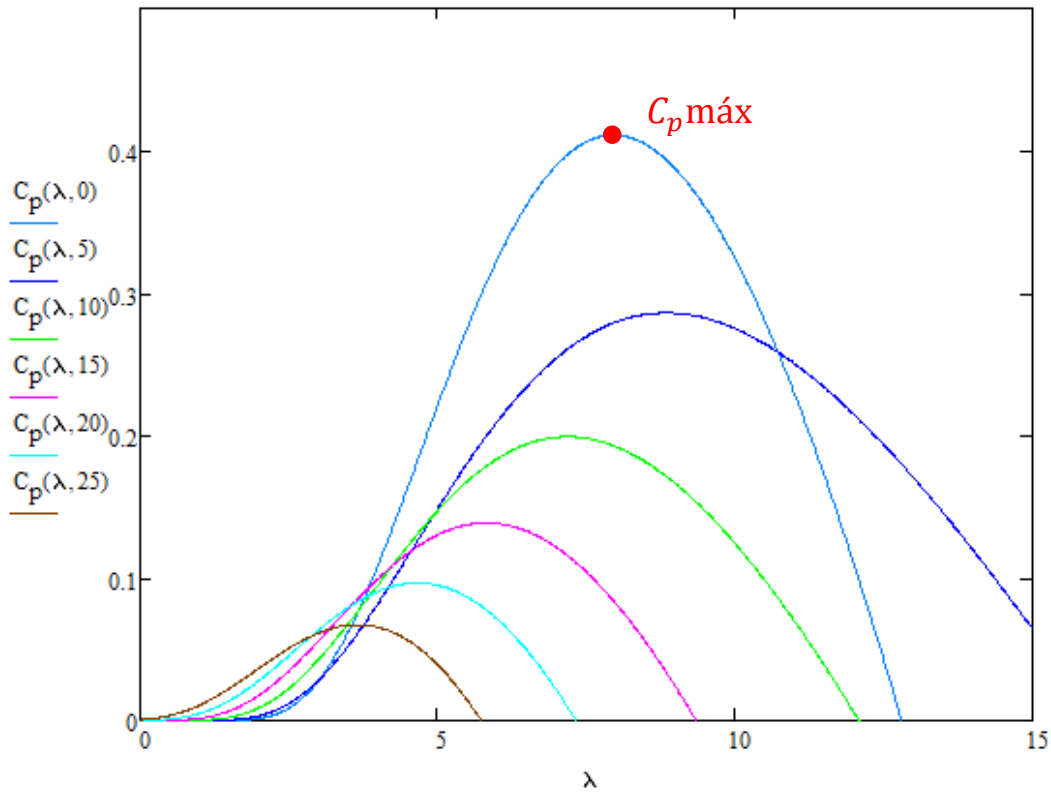
Para outros modelos de turbinas esses coeficientes podem ser definidos de maneira empírica ou em ensaios.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1(C_2\lambda_2 - C_3\beta - C_4\beta^x - C_5)e^{-C_6\lambda_1} \quad (4.1)$$

$$\lambda_1 = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4.2)$$

Conforme previamente mencionado, para cada turbina existe um valor de TSR que corresponde a um C_p máximo. Variando-se o ângulo de passo e o valor do TSR, gerado a partir da velocidade do vento e do raio da turbina, obtém-se a curva do coeficiente de potência na Figura 4.3.

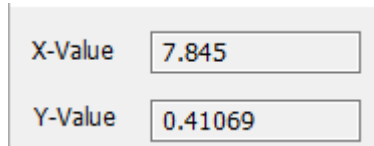
Figura 4.3 - Coeficiente de potência em função do TSR teórico



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir deste gráfico, observa-se, o ponto máximo dos valores são, $\lambda_{máx} = 7,84$ e $C_p_{máx} = 0,41$.

Figura 4.4 - Valores do TSR obtido no modelo teórico



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.2. Curvas de potência mecânica

Diante do exposto, pode-se isolar a velocidade média do vento na equação (3.22) e substituir na equação (3.21), assim obtém-se a equação da máxima potência para cada perfil de vento em função da rotação da turbina.

$$P_{mec}(\omega) = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 C_p(\omega, v, \beta) \quad (4.3)$$

Considerando que a turbina sempre estará operando no ponto ótimo, isto é, coeficiente de potência é máximo, pode-se novamente substituir a equação (3.22) na (3.21), obtendo-se assim a equação da máxima potência para cada perfil em relação à rotação, conforme mostrado abaixo.

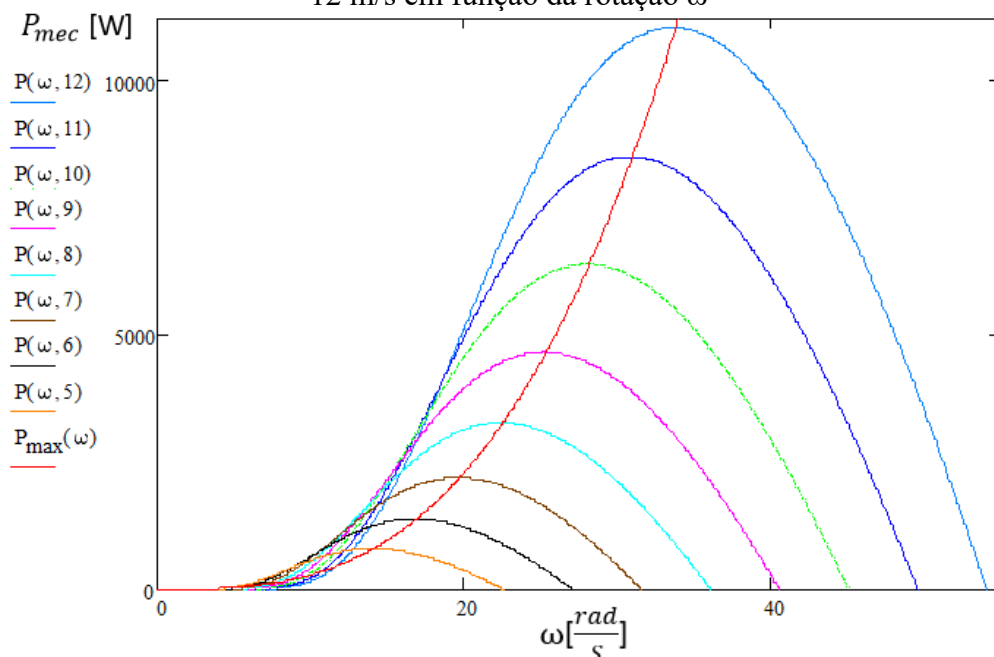
$$P_{max}(\omega) = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi r^5 C_{pmax} \omega^3}{\lambda_{max}^3} \quad (4.4)$$

Sendo:

- ω é a velocidade angular da turbina;
- C_{pmax} é o coeficiente de potência máximo alcançável pela turbina.
- λ_{max} é a TSR no ponto em que C_{pmax} é atingido
- r é o raio da turbina

Dito isto, gera-se as curvas de potência em função rotação da turbina em estudo, empregando as equações (4.3) e (4.4). Vale salientar que a densidade do ar utilizada será igual a $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$.

Figura 4.5 - Curvas de potência mecânica do sistema para ventos com velocidades de 5 m/s a 12 m/s em função da rotação ω



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.3. Curvas de torque mecânico

Com base nas relações de potência previamente apresentadas, e considerando que o torque mecânico é definido pela equação (4.5), é possível reescrever as equações (4.3) e (4.4), para determinar o torque em diferentes velocidades de vento e rotações.

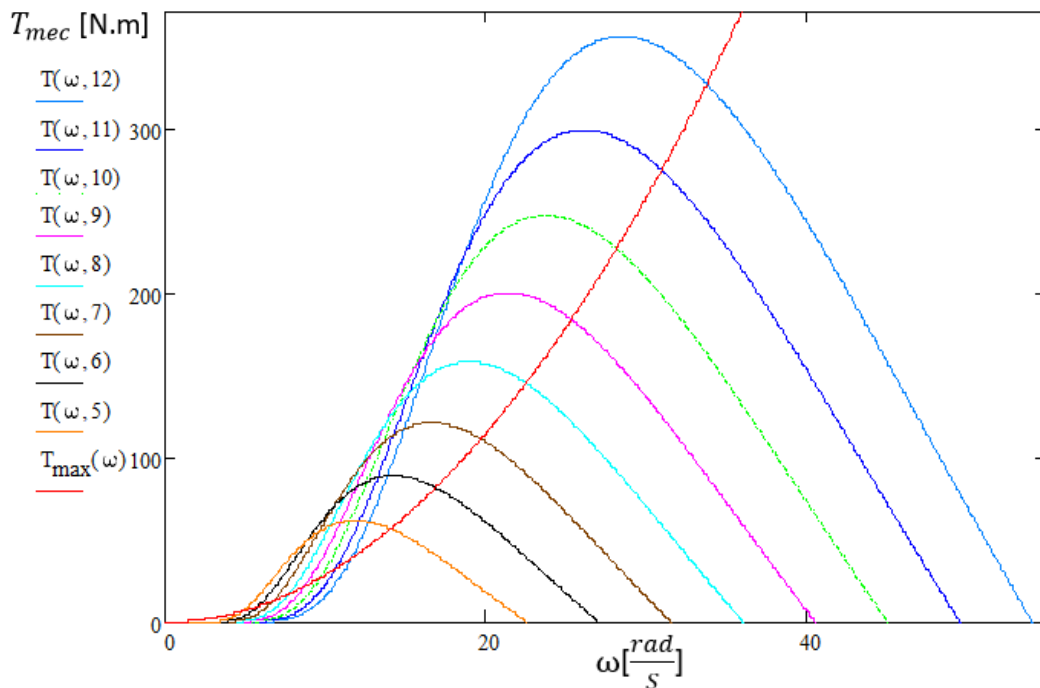
$$T(\omega) = \frac{P(\omega)}{\omega} \quad (4.5)$$

$$T(\omega) = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 \frac{C_{pmax}(\omega, v, \beta)}{\omega} \quad (4.6)$$

$$T_{nom}(\omega) = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 \frac{C_{pmax}}{\omega_{nom}} \quad (4.7)$$

As curvas de velocidade por torque são exibidas na Figura (3.3).

Figura 4.6 - Curvas de torque mecânico do sistema para ventos com velocidades de 5 m/s a 12 m/s e diferentes velocidades de rotação ω



Fonte: Elaborado pelo autor

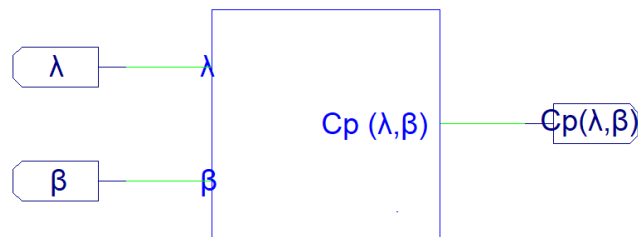
4.3. SIMULAÇÃO DO MODELO DO AEROGERADOR

Uma vez compreendido o comportamento da turbina, pode-se criar um conjunto de equações que modelem o seu comportamento e possam ser replicadas em softwares. Para tal simulação utilizou-se o software PSIM®, já visando a futura integração com os modelos elétricos dos geradores, eletrônica de potência e controle.

4.3.1. Coeficiente de potência

Para desenvolver o circuito que modela a curva C_p do aerogerador, utilizou-se as equações (4.1) e (4.2), como base. Para melhor organização do projeto, foi elaborado um bloco que contém internamente essas funções, conforme ilustrado na Figura 4.7.

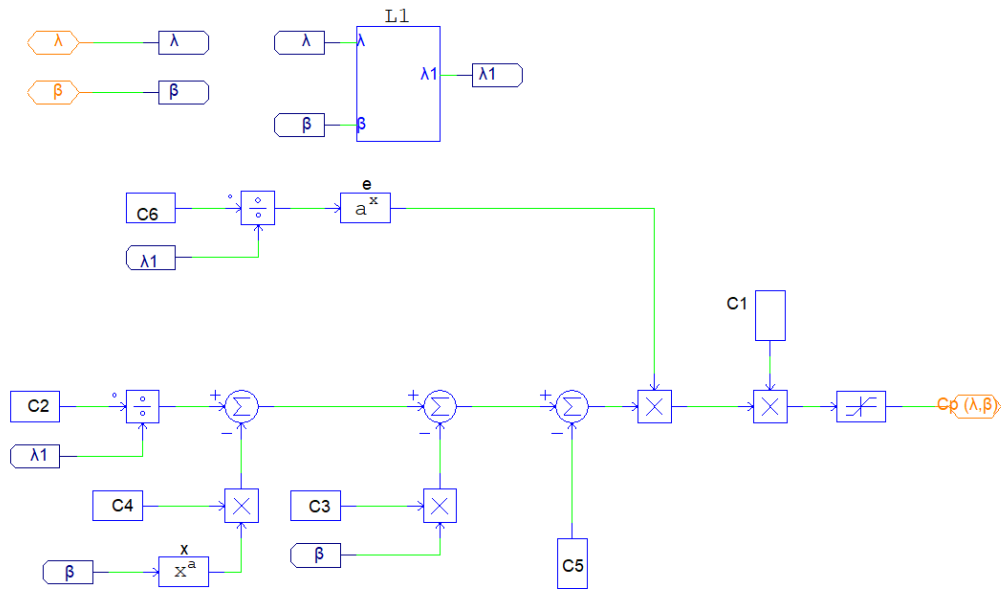
Figura 4.7 - Bloco para gerar o coeficiente de potência.



Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se dentro do bloco que gera o coeficiente de potência, que os coeficientes da Tabela 4.2 são representados como constantes. O bloco "L1" é uma função que reproduz a expressão (4.2). O bloco "Limiter" é empregado para limitar o valor de $C_p(\lambda, \beta)$ entre zero e um, uma vez que não há significado físico para valores negativos dessa variável. Os outros blocos constituem operadores matemáticos usados para atender à equação (4.1).

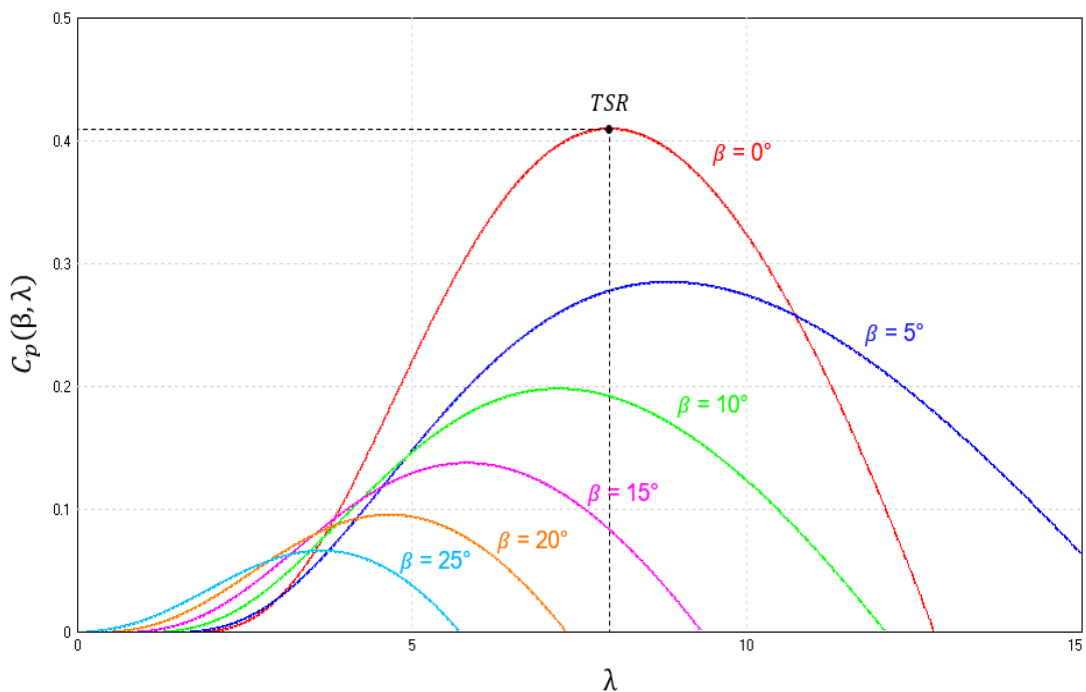
Figura 4.8 - Funções internas do Bloco de Coeficiente de Potência



Fonte: Elaborado pelo autor

Ao simular o circuito apresentado, é possível visualizar o gráfico exibido na Figura 4.9, o qual reproduz a variação do coeficiente de potência conforme o aumento do TSR, coincidindo com o gráfico teórico apresentado na Figura 4.3.

Figura 4.9 - Coeficiente de potência em função do TSR

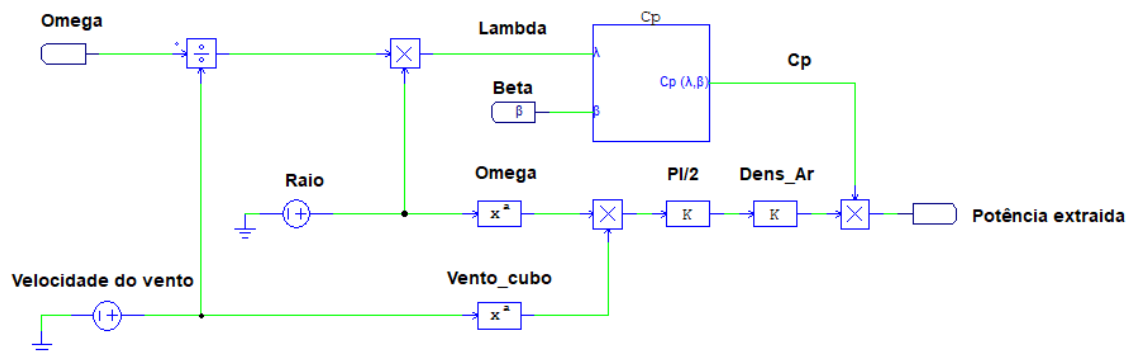


Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.2. Curvas de potência mecânica

Tendo em mente que a potência extraída pela turbina é determinada pela equação (4.3) e com a confirmação de que o circuito que modela o Coeficiente de Potência está operando adequadamente, foi desenvolvido um circuito de simulação genérico que pode representar qualquer tipo de turbina, a partir das suas características, como ilustrado na Figura 4.10.

Figura 4.10 - Modelo de simulação e geração da potência mecânica

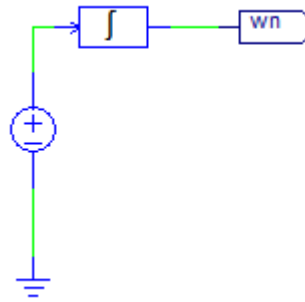


Fonte: Elaborado pelo autor

A representação da velocidade do vento, embora uma variável na natureza e sujeita a diversos fatores e flutuações, é simplificada nesta fase por meio de uma constante. Essa simplificação viabiliza a caracterização e a obtenção dos parâmetros das turbinas, permitindo comparações com os resultados teóricos previamente apresentados. Dentro do circuito, a entrada “Beta” simula o ângulo de *Pitch*, permitindo que o modelo possa simular turbinas eólicas com ângulo variável, este tipo de turbina permite um maior controle sobre potência mecânica, a constante "Dens_Ar" simula a densidade do ar, enquanto os demais blocos correspondem a operadores matemáticos utilizados para atender à equação (4.3).

Para validar o diagrama de simulação, uma velocidade angular (ω) é gerada usando uma fonte de tensão em conjunto com um integrador, como ilustrado na Figura 4.11.

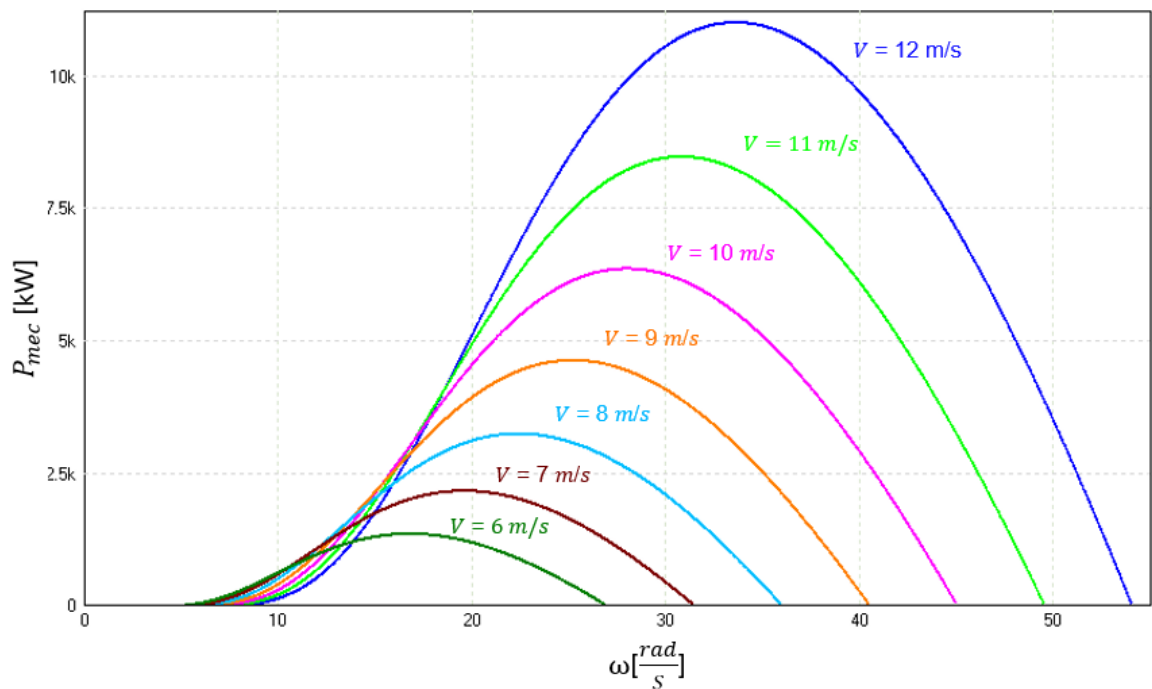
Figura 4.11 - Integrador da velocidade angular



Fonte: Elaborado pelo autor

Assim, o sistema produz como resultado a curva de potência mecânica em relação à velocidade angular das pás da turbina.

Figura 4.12 - Curvas de potência mecânica do sistema para ventos com velocidades entre 6 m/s e 12 m/s, obtida no Psim.



Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.3. Curvas de torque mecânico

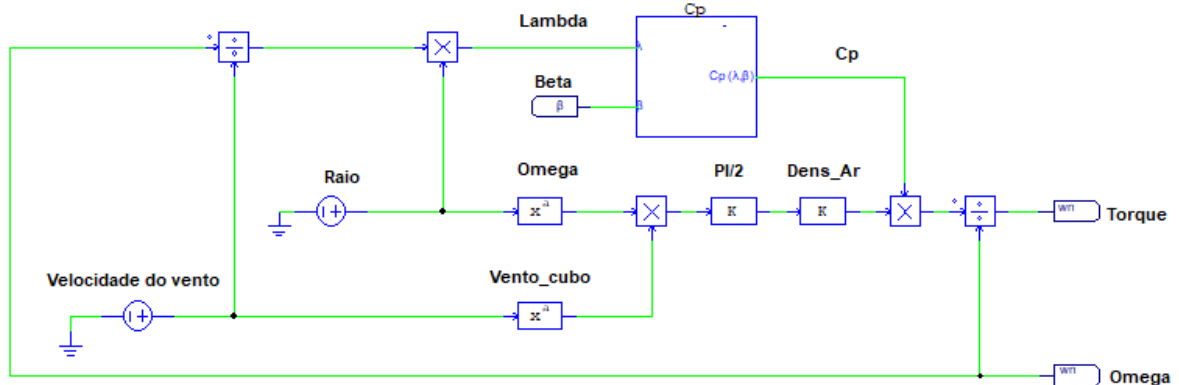
Para concluir o modelo elétrico da turbina, é crucial que, a partir da entrada de uma velocidade do vento, seja produzido um torque mecânico, que por sua vez irá alimentar uma carga mecânica.

A velocidade angular, anteriormente uma variável de entrada, passará a depender do torque resultante no eixo ligado à carga mecânica, resultando em um sistema realimentado.

$$T_{total} = T_{mecânico} - T_{gerador} \quad (4.8)$$

O modelo de simulação completo, é apresentado na Figura 4.13.

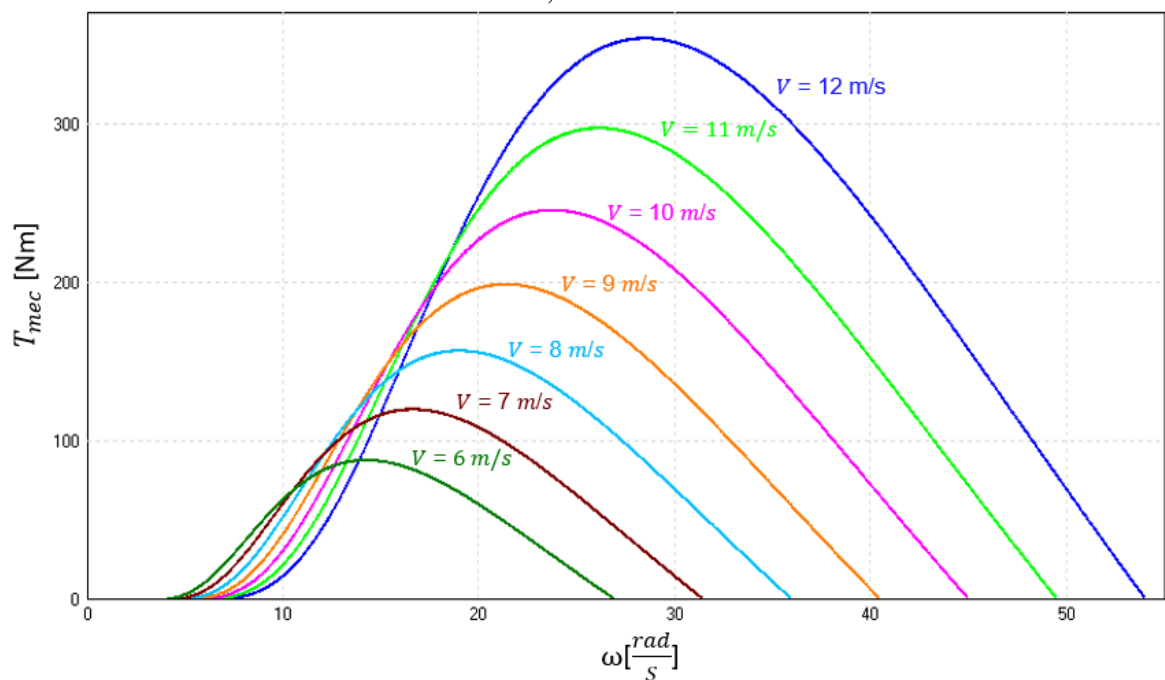
Figura 4.13 - Modelo de simulação de uma turbina eólica



Fonte: Elaborado pelo autor

Assim, o sistema produz como resultado a curva de torque mecânico em relação à velocidade angular das pás da turbina.

Figura 4.14 - Curvas de torque mecânico do sistema para ventos com velocidades entre 6 m/s e 12 m/s, obtida no Psim.



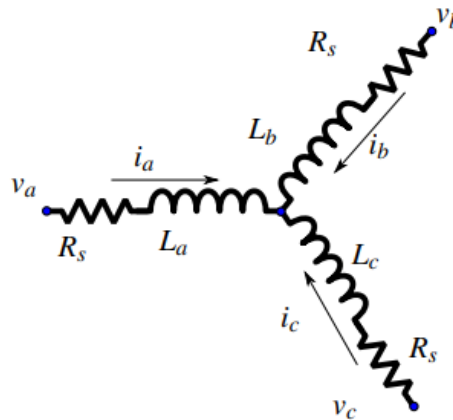
Fonte: Elaborado pelo autor

Para incorporar a dinâmica do sistema e completá-lo, é essencial considerar o momento de inércia da turbina e a integração com o modelo do gerador elétrico, o que será abordado no próximo tópico.

5. GERADOR SINCRONO DE IMÃ PERMANENTE (PMSG)

Para compreendermos o funcionamento de um PMSG, é necessário efetuar a sua modelagem. A partir do circuito equivalente representado na Figura 5.1, é possível conduzir as análises necessárias para este estudo. Contudo, é assumido que as perdas por saturação, histerese e correntes de Foucault são negligenciáveis, e que as bobinas do gerador são idênticas, possuindo a mesma resistência e indutância própria. Além disso, para simplificar a formulação matemática, considera-se que as correntes entram na máquina, embora seja reconhecido que, para descrever precisamente o comportamento de um gerador, as correntes devem ser consideradas saindo da máquina (SCALABRIN, 2016).

Figura 5.1 - Circuito elétrico equivalente do gerador síncrono de ímãs permanentes



Fonte: SCALABRIN, 2016

Ao analisar o circuito equivalente e levando em conta as considerações feitas, concluímos que as tensões trifásicas V_a , V_b e V_c resultam das correntes I_a , I_b e I_c , da resistência do estator R_s e das variações dos fluxos em ϕ_a , ϕ_b e ϕ_c pela passagem de corrente nas bobinas.

Por outro lado, tais fluxos dependem das correntes, das indutâncias L_a , L_b , L_c próprias e mútuas M_{ab} , M_{bc} , M_{ac} , e do fluxo resultante do movimento dos ímãs do rotor em ϕ_{pm_a} , ϕ_{pm_b} e ϕ_{pm_c} . Expressando-as em formato matricial, podemos escrever:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$\begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{pm_a} \\ \phi_{pm_b} \\ \phi_{pm_c} \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

A posição relativa entre o rotor e o estator gera um ângulo elétrico θ_e , no qual as indutâncias são representadas em termos de função (BOLDEA, 2005). Dessa forma, podemos considerar:

$$L_a = L_0 + L_m \cos(2\theta_e) \quad (5.3)$$

$$L_b = L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.4)$$

$$L_c = L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.5)$$

$$M_{ab} = -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.6)$$

$$M_{bc} = -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos(2\theta_e) \quad (5.7)$$

$$M_{ac} = -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.8)$$

Em que L_0 apresenta um valor constante de indutância, enquanto L_m é um coeficiente proporcional à variação da posição do rotor, influenciando a indutância. Outro aspecto relevante é a modelagem dos fluxos ϕ_a , ϕ_b , ϕ_c e ϕ_{pm_a} , ϕ_{pm_b} , ϕ_{pm_c} . Devido ao acoplamento entre os dois conjuntos de fluxo, esse acoplamento deve ser representado por variações senoidais dos fluxos nas fases, o que pode ser expresso como:

$$\phi_{pm_a} = \phi_{pm} \cos(\theta_e) \quad (5.9)$$

$$\phi_{pm_b} = \phi_{pm} \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.10)$$

$$\phi_{pm_c} = \phi_{pm} \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.11)$$

Para simplificar a modelagem da máquina e facilitar todos os cálculos associados, foram utilizadas as transformações de Clarke e Park. A transformação de Clarke envolve uma mudança de base que converte grandezas de coordenadas abc para coordenadas $\alpha\beta 0$, sendo que, para sistemas equilibrados, a última variável assume um valor nulo. Uma das características marcantes da transformação de Clarke é a capacidade de tornar as grandezas de tensão e corrente invariantes no tempo ao fixar o eixo das coordenadas. A transformação de Park, por sua vez, também envolve uma mudança de base, entretanto, a nova base é giratória e um sistema de referência governa a variação do eixo das coordenadas.

Conforme mencionado por (BARTSCH, 2021), o conceito das transformações de Clarke e Park é amplamente conhecido na modelagem de máquinas elétricas. No entanto, existem diferentes transformações que adotam o mesmo nome, tornando essencial esclarecer qual transformação foi adotada. A Equação (5.12) apresenta a matriz geral de transformação, em que θ_e representa o ângulo de referência adotado.

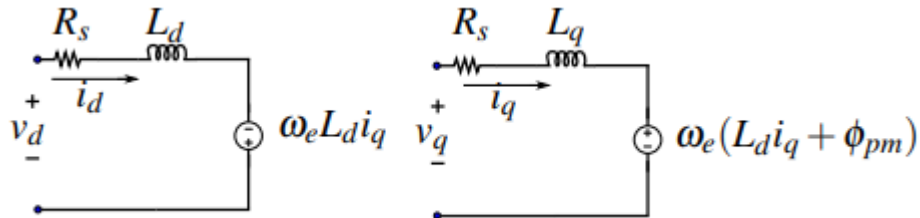
$$T_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\theta_e) & -\text{sen}\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

A partir deste ponto, as coordenadas V_a, V_b e V_c e I_a, I_b e I_c , são transformadas em V_d, V_q e I_d, I_q respectivamente. Em síntese, o sistema trifásico foi convertido em um sistema bifásico equivalente, no qual as amplitudes foram resumidas em uma única magnitude, não mais representando um conjunto de variações senoidais de um sistema trifásico convencional. Os detalhes completos sobre os cálculos realizados nas transformações de Clarke e Park estão disponíveis com mais profundidade em (SCALABRIN, 2016; BERNARDES, 2009; BARTSCH, 2021). Ao final deste processo, o modelo matemático da máquina, representado nas coordenadas d_q , é descrito pelas seguintes equações:

$$v_d = R_s i_d + \omega_e L_e i_q + L_d \frac{d}{dt} i_d \quad (5.13)$$

$$v_q = R_s i_q + \omega_e (L_d i_d + \phi_{pm}) + L_q \frac{d}{dt} i_q \quad (5.14)$$

Figura 5.2 - Circuito equivalente do gerador em transformada d_q



Fonte: SCALABRIN, 2016

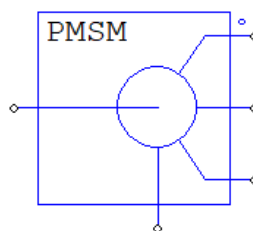
Na representação acima, as influências desses fluxos magnéticos são representadas pelas reatâncias de reação da armadura nos eixos direto (X_d) e em quadratura (X_q), ou pelas indutâncias L_d e L_q , respectivamente. (MENDONÇA, 2013) explica que "nas máquinas síncronas de polos lisos, as relutâncias dos eixos direto e em quadratura são muito similares devido ao entreferro constante; portanto, para simplificar a modelagem, as indutâncias de reação da armadura nos eixos direto e em quadratura podem ser consideradas iguais". Então:

$$L_d = L_q = L_s \quad (5.15)$$

5.1. MODELO DE SIMULAÇÃO

Apesar de ter obtido a modelagem do gerador síncrono, foi optado por utilizar o modelo da biblioteca do software PSIM. As bobinas deste gerador são internamente conectadas em Y. Portanto, o ponto neutro do modelo, identificado por um terminal na parte inferior do bloco, não será utilizado.

Figura 5.3 - Modelo do gerador de ímãs permanentes do PSIM



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 5.4 - Dados utilizado para simulação

Parameter	Value	Display
Name	PMSM33	<input type="checkbox"/>
Rs (stator resistance)	0.6	<input type="checkbox"/>
Ld (d-axis ind.)	0.0045	<input type="checkbox"/>
Lq (q-axis ind.)	0.0045	<input type="checkbox"/>
Vpk / krpm	1266	<input type="checkbox"/>
No. of Poles P	36	<input type="checkbox"/>
Moment of Inertia	1	<input type="checkbox"/>
Shaft Time Constant	0	<input type="checkbox"/>
Initial Rotor Angle	0	<input type="checkbox"/>
Torque Flag	0	<input type="checkbox"/>
Master/Slave Flag	0	<input type="checkbox"/>

Fonte: Elaborado pelo autor

É necessário agora integrar esse sistema a turbina eólica, mas antes disso, é crucial compreender o funcionamento do software de simulação, especialmente em relação à interconexão de blocos dessa natureza.

Foi traçada uma analogia entre a dinâmica de um sistema mecânico e a dinâmica de carga de um capacitor. Em outras palavras, ao expressar o torque pela equação (5.16), definiu-se uma comparação com a corrente em um capacitor, conforme indicado pela equação (5.17). Nessa analogia, a corrente é equiparada ao torque, o momento de inércia se assemelha à capacitância do capacitor, e a derivada da velocidade rotacional é análoga à derivada da tensão.

$$T = J \frac{d\omega}{dt} \quad (5.16)$$

$$I_c = C \frac{dV_c}{dt} \quad (5.17)$$

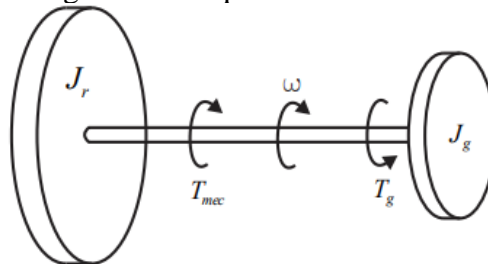
Quando uma turbina é conectada a um gerador, representa-se esse sistema pela equação (5.18).

$$T_r - T_g = (J_r + J_g) \frac{d\omega_m}{dt} \quad (5.18)$$

Sendo:

- T_r é o torque mecânico do rotor
- T_g é o torque mecânico do gerador
- J_r é o momento de inércia do rotor
- J_g é o momento de inércia do gerador
- ω_m é a velocidade no eixo que liga o rotor e o gerador

Figura 5.5 - Equivalente mecânico



Fonte: Elaborado pelo autor

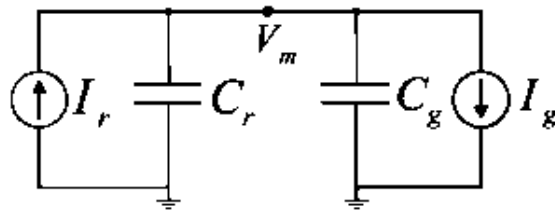
Realizando a analogia proposta, obtém-se o circuito elétrico apresentado na Figura 5.6, cuja equação característica é expressa pela equação (5.19).

$$I_r - I_g = (C_r + C_g) \frac{dV_m}{dt} \quad (5.19)$$

Sendo:

- I_r é a corrente produzida pelo circuito elétrico do rotor, que representa o torque mecânico do rotor
- I_g é a corrente produzida pelo circuito elétrico do roto, que representa o torque mecânico do rotor
- C_r Capacitor equivalente ao momento de inércia do rotor
- C_g Capacitor equivalente ao momento de inércia do gerador
- V_m Tensão no nó de acoplamento que representa a velocidade mecânica do eixo de interligação

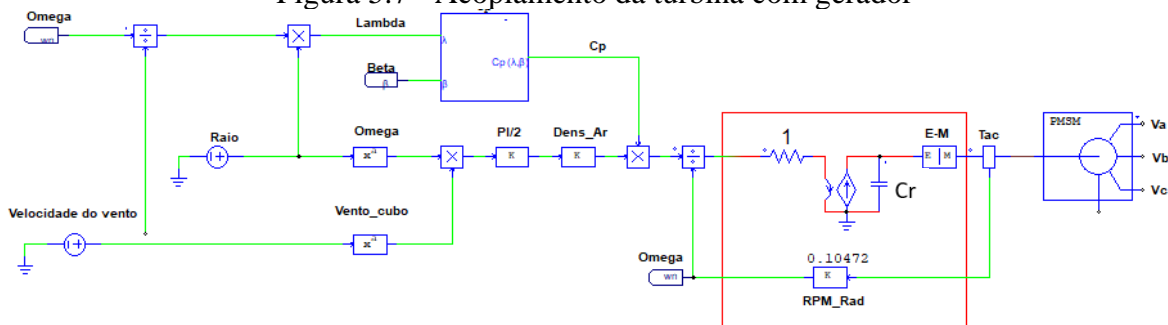
Figura 5.6 - Equivalente elétrico



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 5.7, o torque mecânico, originalmente representado por uma tensão elétrica, precisa ser convertido em corrente e incluir o momento de inércia do rotor para aplicar a analogia proposta. Para isso, foi convencionado o emprego de um resistor de valor unitário em série com uma fonte de corrente controlada por corrente, conectada em paralelo a um capacitor com uma capacitância equivalente ao momento de inércia do rotor.

Figura 5.7 - Acoplamento da turbina com gerador

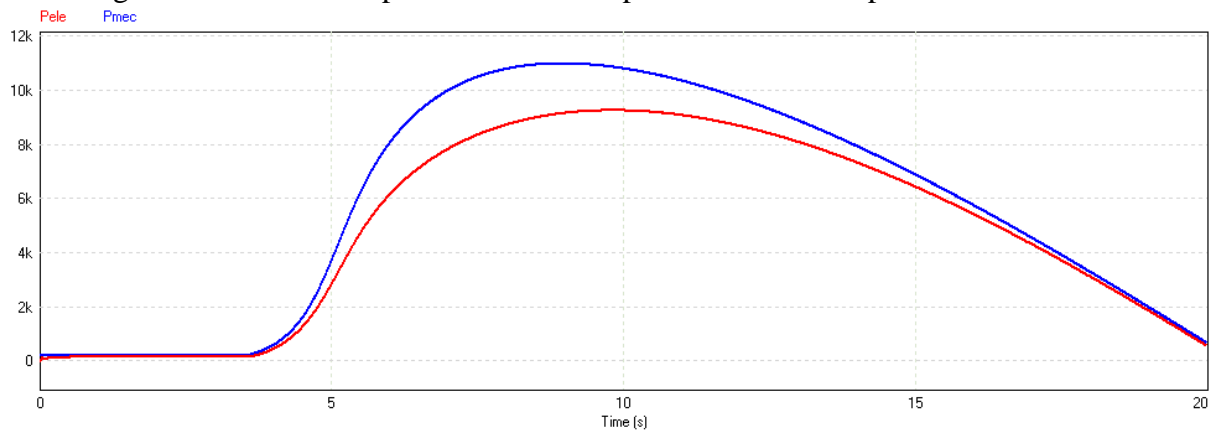


Fonte: Elaborado pelo autor

O componente "E-M" na Figura 5.7 é uma interface de acoplamento eletromecânico essencial para a interconexão. Enquanto o componente "Tac" é um sensor de velocidade de rotação (tacômetro), cuja medida, originalmente em rotações por minuto, é convertida por um ganho adequado para radianos por segundo e retroalimenta o sistema elétrico equivalente do rotor eólico, como já mencionado anteriormente. É importante ressaltar a necessidade de um valor inicial de tensão no capacitor C_r para a inicialização do sistema, visto que o modelo é totalmente retroalimentado e não considera parâmetros de partida.

Com isso realizando a simulação podemos ver as curvas de potência do aerogerador.

Figura 5.8 - Curvas de potência elétrica e potência mecânica para vento de 12 m/s



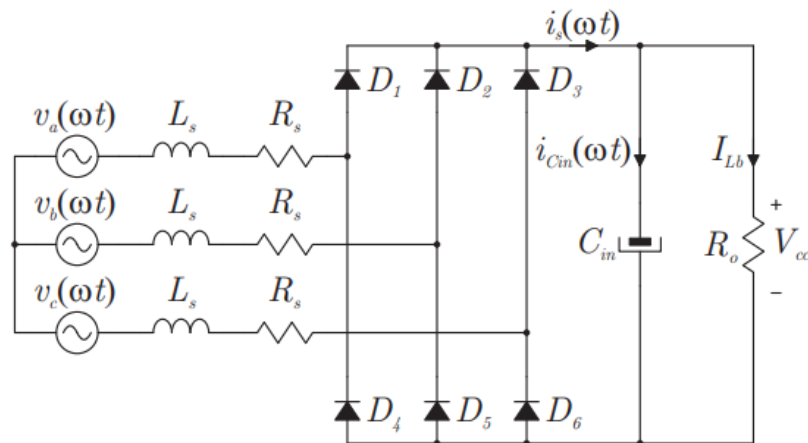
Fonte: Elaborado pelo autor

Cabe ressaltar que os pontos de máxima potência mecânica da turbina e os pontos de máxima potência elétrica podem não coincidir (como no caso do nosso sistema), pois dependem das características do gerador.

6. ANÁLISE DA POTÊNCIA E TORQUE NA PONTE RETIFICADORA

O estágio de retificação, é composto por uma ponte de GRATZ a diodo conectada a um filtro capacitivo.

Figura 6.1 - Ponte de Gratz ligada a saída do Gerador



Fonte: Elaborado pelo autor

A Equação (6.1), adaptada de (SABINE, 2020), define a potência na saída da ponte retificadora (P_{cc}) como função da tensão (V_{cc}) nos terminais e da velocidade de rotação (ω).

$$P_{cc}(\omega, V_{cc}) = \frac{2V_{cc}K_{rad}}{3\sqrt{3}\pi L_s p} \sqrt{81 - \frac{12\pi^2 V_{cc}^2}{K_{rad}^2 \omega^2}} \quad (6.1)$$

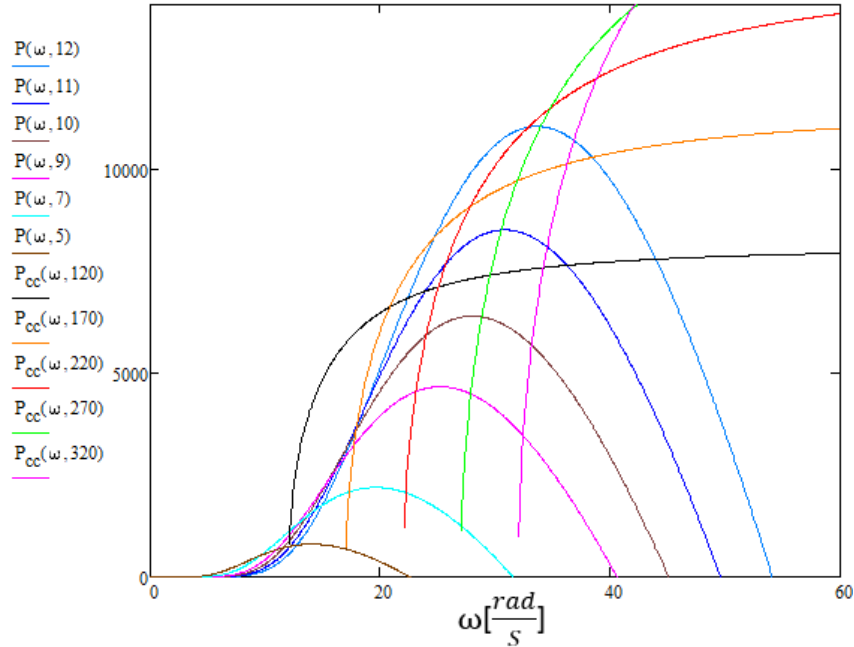
Sendo:

- K_{rad} é a constante de armadura da máquina em V/rad
- L_s indutância estatórica
- p número de polos
- ω velocidade de rotação
- V_{cc} tensão CC

Com isso, o ponto de operação para cada velocidade de rotação ω é aquele em que a potência mecânica no eixo do gerador tem valor igual à potência elétrica nos terminais da ponte retificadora:

$$P_{cc}(\omega, V_{cc}) = P_{mec}(\omega, v) \quad (6.2)$$

Figura 6.2 - Curvas de potência mecânica e potência elétrica na ponte retificadora



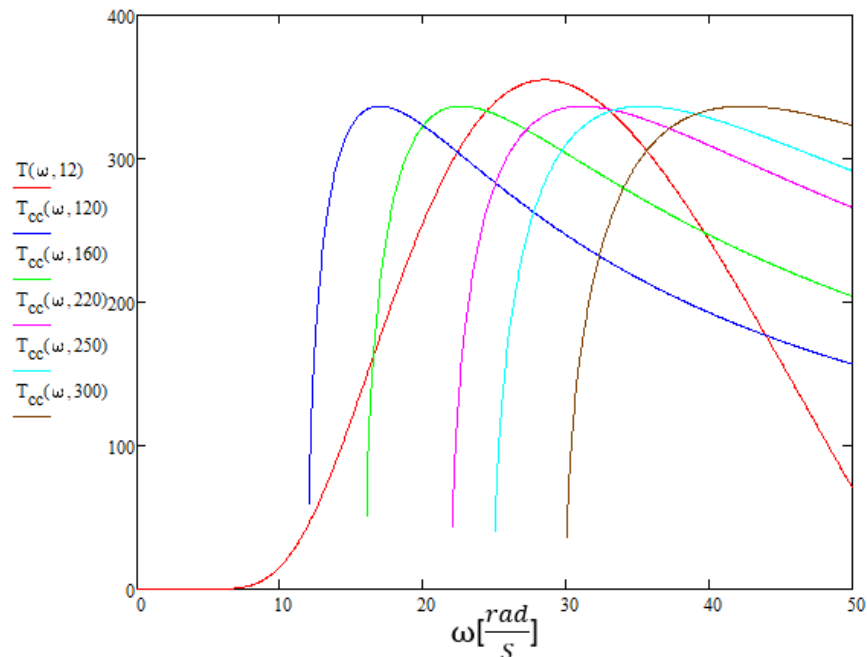
Fonte: Elaborado pelo autor

Como observa-se pelo gráfico, as curvas de potência mecânica no eixo P_{mec} e potência elétrica P_{cc} na ponte retificadora, considerando que a turbina irá operar com ventos com velocidades entre 4m/s à 10m/s, conclui-se que essas tensões, de 120 V e 330 V, nos terminais da ponte são ideais para garantir o máximo rendimento do sistema. Por este motivo, uma das especificações do conversor Boost, a ser descrito na próxima seção, é a operação adequada com essas tensões de entrada.

A partir das curvas de potência elétrica, também é possível obter o torque elétrico nos terminais da ponte retificadora.

$$T_{cc}(\omega, V_{cc}) = \frac{P_{cc}(\omega, V_{cc})}{\omega} \quad (6.3)$$

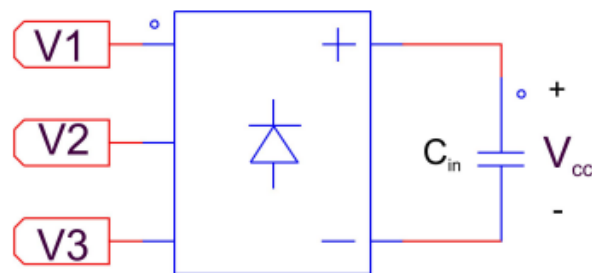
Figura 6.3 - Curva de torque mecânico T e torque elétrico na ponte retificador T_{cc}



Fonte: Elaborado pelo autor

O modelo de simulação da ponte retificadora passiva, representado na Figura 6.4, assemelha-se ao do gerador, sendo constituído por um bloco. Na sua esquerda, encontram-se as conexões para as três fases do gerador, enquanto, à direita, ocorre a ligação com o filtro capacitivo.

Figura 6.4 - Modelo da ponte de Greatz do PSIM



Fonte: Elaborado pelo autor

Esse filtro capacitivo proporciona inércia, ou estabilidade, de tensão na saída da ponte retificadora, auxiliando no controle de tensão e na filtragem das componentes de alta frequência provenientes do conversor CC-CC a ele conectado. Sua escolha deve ser feita de acordo com o *hold up time* requerido, mantendo-se o compromisso entre a máxima ondulação de tensão e a resposta dinâmica associada ao rastreamento de máxima potência (COELHO, 2013).

Como o controle de tensão tem uma resposta rápida, é necessário um valor de capacitância relativamente alto para manter a ondulação de tensão mínima. Estabelecido o comportamento da ponte retificadora, na Tabela 6.1 são listados seus parâmetros e valores característicos para operação em máxima potência:

Tabela 6.1 - Valores da ponte retificadora

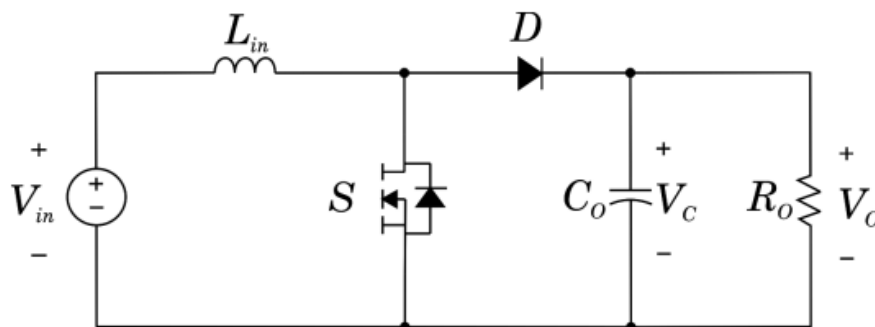
Parâmetro	Símbolo	Valor
Filtro capacitivo	C_{in}	7000 μF
Tensão	V_{cc}	330 V
Máxima potência de operação	P_{cc}	6000 W

Fonte: Elaborado pelo autor

6.1. ANÁLISE DO CONVERSOR CC-CC BOOST

Conforme mencionado anteriormente, em será adotado o conversor boost, também conhecido como conversor elevador de tensão, para assegurar o rastreamento da máxima potência do sistema, cujo projeto está disponível no ANEXO A e ANEXO B. O conversor Boost desempenha a função de transferir a energia de uma fonte de tensão para uma carga, proporcionando uma tensão média em sua saída com valor igual ou superior à média da tensão de entrada (BARBI, 2015). Esse comportamento é viabilizado pela sua configuração, que inclui um indutor em série com a fonte de tensão na entrada do circuito e um capacitor em paralelo com a carga na saída. O diagrama esquemático do conversor Boost está representado na Figura 6.5.

Figura 6.5 - Topologia do conversor Boost



Fonte: Elaborado pelo autor

O indutor confere inércia à corrente de entrada do circuito, agindo como uma fonte de

corrente. Simultaneamente, o capacitor proporciona inércia de tensão na saída do circuito, comportando-se como uma fonte de tensão percebida pela carga, enquanto filtra as componentes de alta frequência provenientes da comutação (BARBI; MARTINS, 2011).

Tabela 6.2 - Parâmetros do conversor Boost

Parâmetro	Símbolo	Valor
Tensão de entrada	V_{in}	120 V – 330 V
Tensão de saída	V_o	400 V
Frequência de comutação	f_s	50 KHz
Razão cíclica	D	0.67 – 0.19
Potência de saída	P_o	6000 W
Ondulação de corrente no indutor	ΔI_L	20 %
Ondulação de tensão na saída	ΔV_L	1 %

Fonte: Elaborado pelo autor

Cabe observar que o dimensionamento do capacitor e do indutor tem resultados diferentes para as tensões de entrada de 120 V à 330 V. Como o mesmo conversor deve conseguir processar a energia de um sistema para os dois casos, os valores tabelados correspondem aos componentes selecionados com base no cenário de maior estresse de tensão e corrente nos mesmos. Esse ponto é geralmente quando estamos operando com velocidades de ventos baixa, resultando em uma potência baixa.

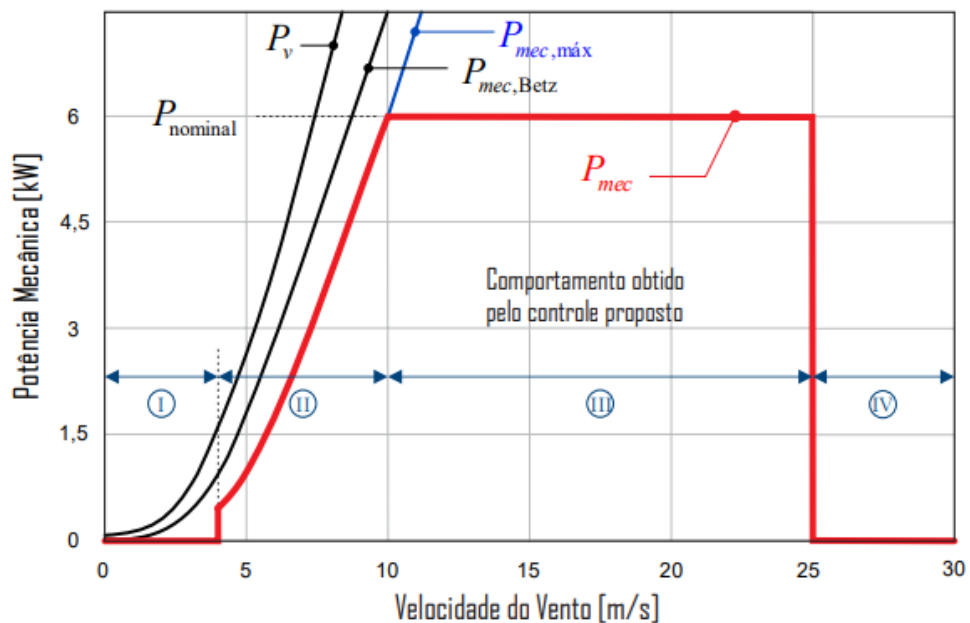
7. CONTROLE DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR

Nesta seção, será abordado métodos e a implementação do controle de potência do aerogerador.

Neste projeto, optou-se pela estratégia de controle de potência, conforme representado na Figura 2.20 pela curva vermelha, identificando quatro regiões operacionais em relação à velocidade do vento.

Com base na complexibilidade do sistema inteiro, neste trabalho só implementaremos a Região I e Região II, deixando a implementação da Região III e Região IV para trabalhos futuros.

Figura 7.1 - Curva de potência mecânica gerada pela turbina eólica, em função da velocidade do vento.



Fonte: Elaborado pelo autor

- Região I:

A região de operação I é restrita a velocidades do vento inferiores a 4 m/s. Nessa fase, não ocorre extração de potência do vento, corrente não circula no gerador e não há torque resistente. Isso permite que a turbina acelere livremente até atingir a velocidade mínima de operação. A perda de energia é mitigada devido à região ser caracterizada por baixas

velocidades do vento, e a eficiência de conversão eletromecânica do gerador de ímãs permanentes é menor em velocidades de rotação mais baixas.

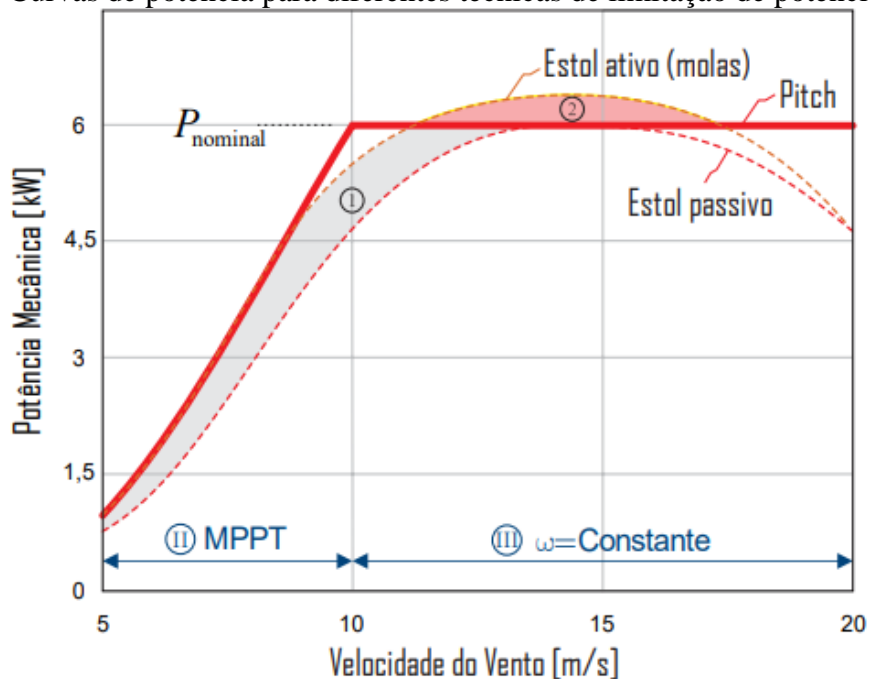
- Região II

Na região II, que abrange velocidades do vento entre 4 m/s e 10 m/s, a potência mecânica máxima é inferior à potência nominal do Sistema de Conversão proposto de 6000 W. Portanto, é crucial extrair a potência máxima possível através da implementação de um MPPT baseado em TSR ótimo, como apresentado na seção 7.1.

- Região III

Na zona III, caracterizada por velocidades do vento entre 10 m/s e 25 m/s, a potência mecânica extraível da energia cinética do vento supera a capacidade nominal do sistema proposto. Portanto, é essencial implementar um controle que, em vez de buscar o ponto de potência máxima, restrinja essa potência ao valor nominal.

Figura 7.2 - Curvas de potência para diferentes técnicas de limitação de potência mecânica.



Fonte: Elaborado pelo autor

- Região IV

As pás de uma turbina são projetadas para suportar uma determinada velocidade máxima do vento. Portanto, para evitar danos mecânicos, é necessário frear a turbina para velocidades do vento superiores a um valor máximo, como evidenciado na região IV.

7.1. RASTREAMENTO DO MÁXIMO PONTO DE POTÊNCIA EM UM AEROGERADOR EÓLICO DE PEQUENO PORTE

Após a avaliação do potencial de geração de uma turbina eólica, espera-se sempre obter seu máximo rendimento. Essa otimização é alcançada por meio do controle de diversos parâmetros do sistema, que podem ser de natureza mecânica (*stall* e *pitch*), elétrica, ou uma combinação de ambos.

Por exemplo, em sistemas eólicos de grande porte, o controle que modifica apenas as tensões terminais do gerador, buscando acelerar ou frear a turbina para atingir o ponto de máxima potência, pode ser relativamente lento quando comparado ao controle direto do comportamento da turbina (como controle de *stall* e *pitch*). Em contrapartida, em sistemas de menor porte, que apresentam menor inércia mecânica, o controle da velocidade de rotação da turbina, refletindo as alterações nas variáveis elétricas, revela-se mais eficaz (SABINE, 2020).

Na sequência, serão apresentados dois dos principais métodos elétricos de rastreamento de máxima potência, conhecidos como MPPTs, utilizados em geradores de baixa potência.

- MPPT baseado em TSR ótimo
- MPPT baseado em HCS

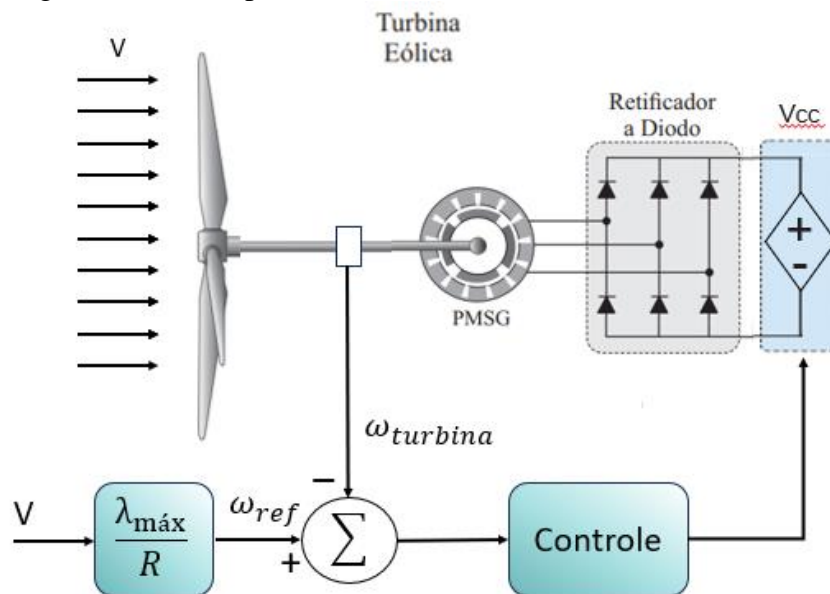
7.1.1. MPPT baseado em TSR ótimo

Este método faz uso da medição da velocidade do vento para gerar uma velocidade de rotação de referência para a turbina, conforme indicado pela Equação (3.22). Inicialmente, é calculado teoricamente um fator TSR ótimo, levando em consideração as características específicas da turbina. Posteriormente, para cada velocidade de vento medida por um anemômetro, é determinada uma velocidade de rotação ótima que servirá de referência para o

controle e representará o ponto de operação em máxima potência do sistema (KUMAR; CHATTERJEE, 2016).

O controle atua gerando um sinal de erro entre a velocidade de referência e a velocidade de rotação atual, sendo esse erro compensado por um algoritmo que controla a tensão na saída da ponte retificadora, conforme ilustrado na Figura 7.3. A correção desse sinal de erro entre as velocidades direciona o gerador síncrono a operar em uma velocidade mais próxima, ou mesmo igual, à referência (ω_{ref}), assegurando a máxima transferência de potência no sistema (ZHANG et al., 2022)

Figura 7.3 - Exemplo do sistema com MPPT baseado em λ ótimo

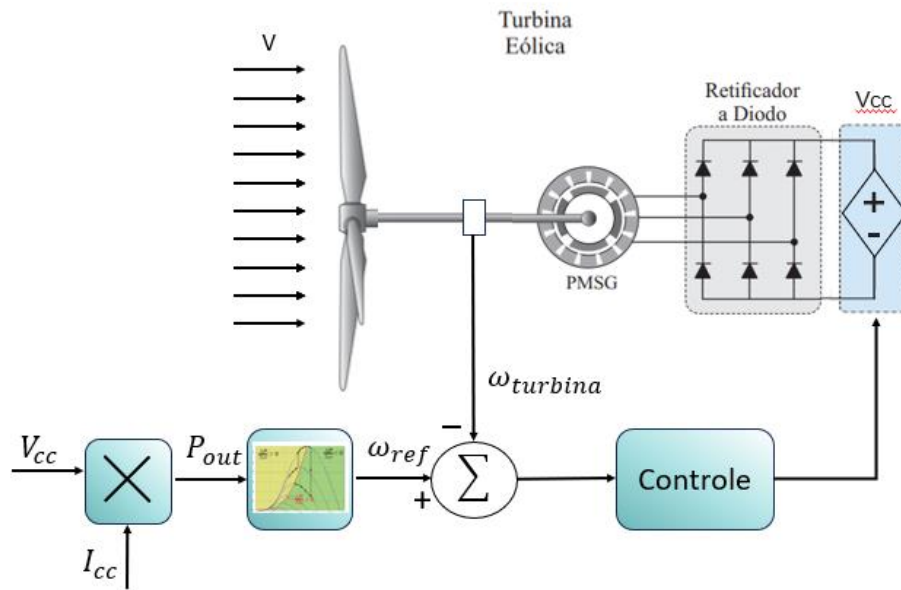


Fonte: Elaborado pelo autor

7.1.2. MPPT baseado em HCS (Hill Climbing Searching)

Esse método utiliza as curvas de potência características do sistema. Ao considerar a existência de um ponto máximo em cada curva para diferentes velocidades de vento e rotação da turbina, o algoritmo calcula a potência com base nas variáveis de tensão e corrente nos terminais do gerador. Em seguida, emprega um método de derivadas positivas e negativas para percorrer essas curvas em busca do ponto que a derivada, ou variação é nula ($\frac{\Delta P}{\Delta \omega} = 0$), conforme ilustrado na Figura 7.4 (ZHANG et al., 2022).

Figura 7.4 - Exemplo de um sistema MPPT baseado em HCS



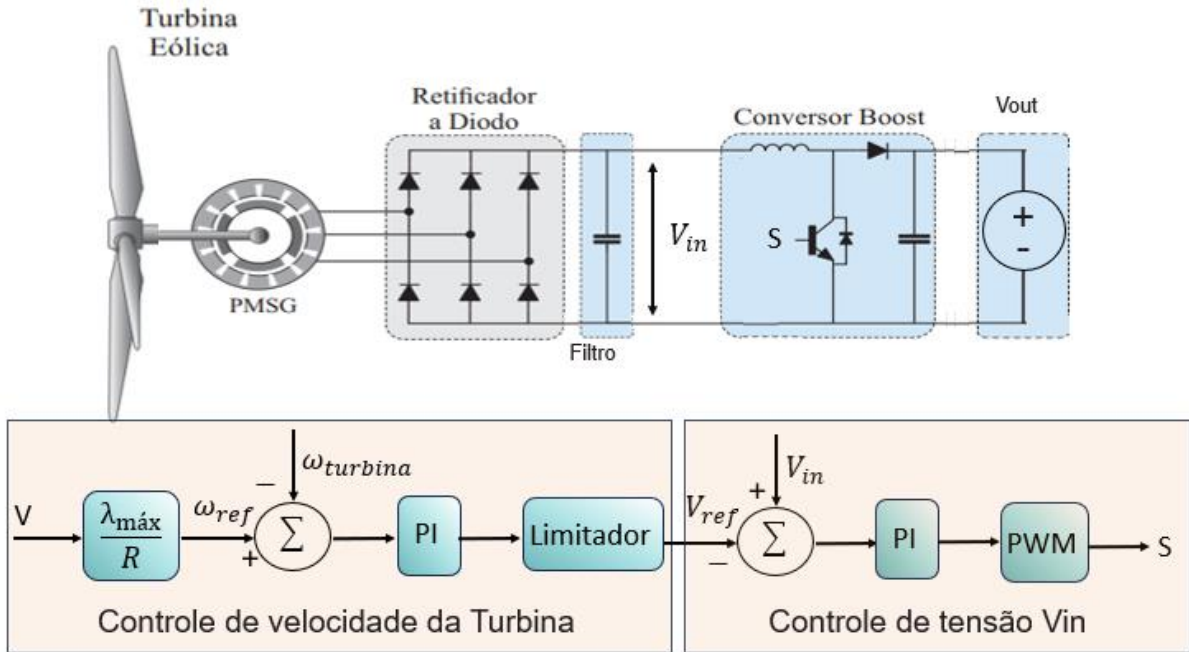
Fonte: Elaborado pelo autor

Uma vantagem notável desse método em comparação ao anterior reside no fato de que a maximização da potência pode ser alcançada sem necessidade de informações detalhadas sobre os parâmetros da turbina, apenas por meio da variação contínua da variável de controle, seguida pela observação da alteração resultante na potência (MALINOWSKI et al., 2015).

7.2. MPPT IMPLEMENTADO

Como previamente abordado na seção 7.1, para realizar a implementação do MPPT baseado em TSR ótimo, é essencial controlar a tensão pós ponte retificadora. Contudo, considerando que se lida com um conversor boost e que só se possui controle sobre a razão cíclica, é necessário estabelecer uma segunda malha de controle em cascata, na qual a saída do controle de velocidade da turbina eólica servirá como referência de tensão para o controle do conversor boost, conforme exemplificado de forma mais detalhada na Figura 7.5.

Figura 7.5 - Sistema de MPPT baseado em TSR ótimo implementado

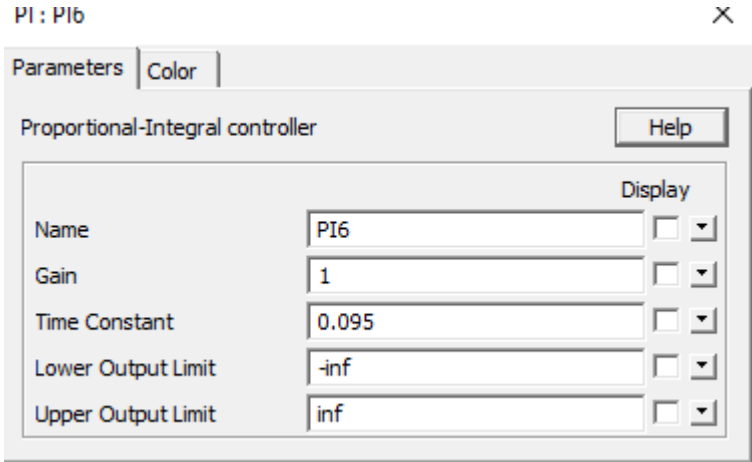


Fonte: Elaborado pelo autor

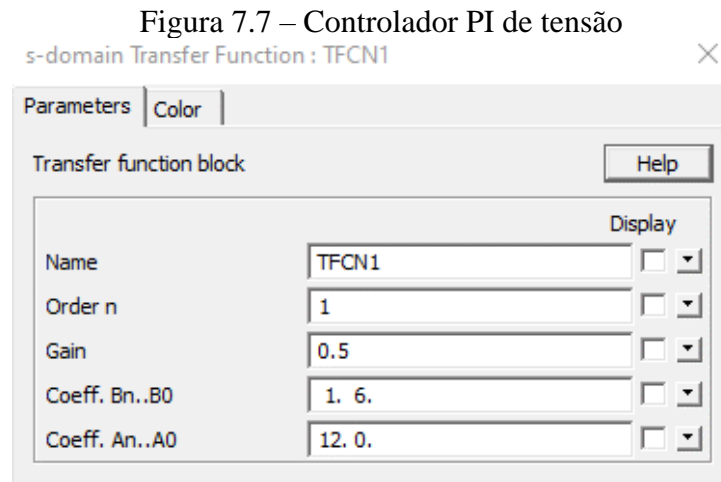
Por se tratar de um sistema muito complexo e difícil obtenção do modelo dinâmico, optou-se que os controladores PI fossem escolhidos por meio de testes. Após diversos testes com diferentes valores dos controladores, visando um sistema com uma boa resposta dinâmica.

A Figura 7.6 refere-se ao PI do controle de velocidade da turbina, já a Figura 7.7 refere-se ao PI do controle de tensão.

Figura 7.6 – Controlador PI de velocidade da turbina



Fonte: Elaborado pelo autor

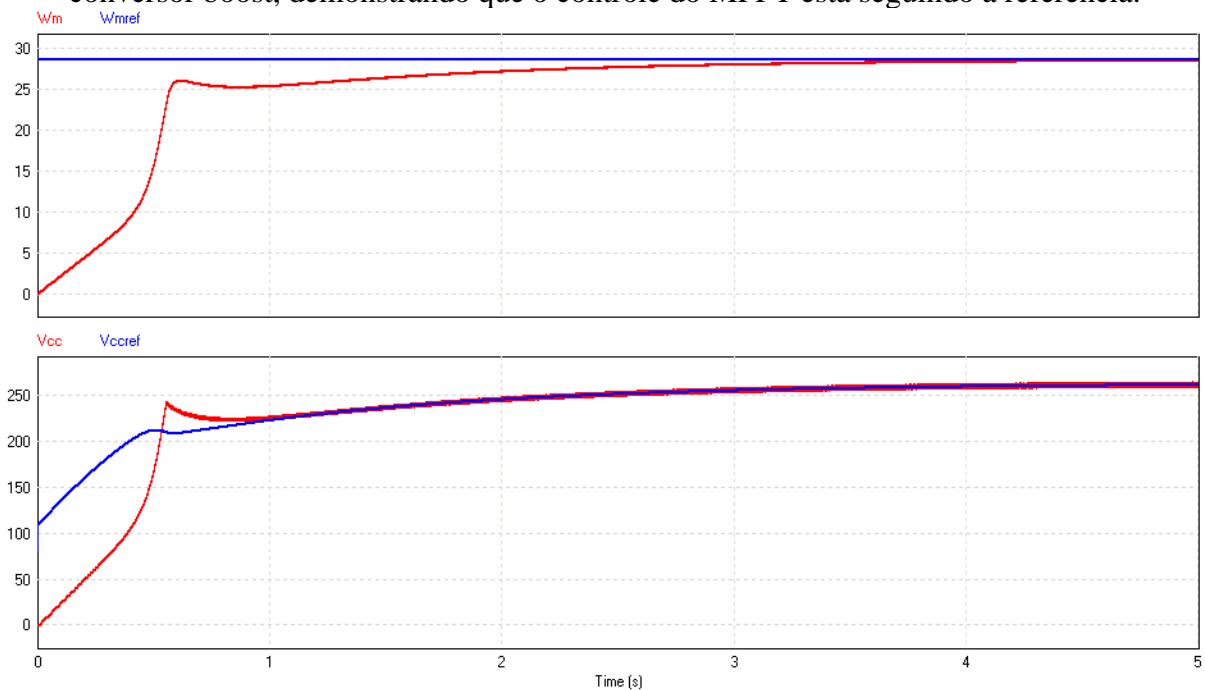


Fonte: Elaborado pelo autor

Pela Figura 7.8 observa-se a resposta dinâmica dos dois controles, o primeiro referente ao controle de velocidade da turbina, o segundo referente ao controle de tensão.

Como o controle está em cascata a turbina acelera livremente até o controle de tensão alcançar sua referência, após isto, uma aceleração gradual é feita até atingir seu valor ótimo.

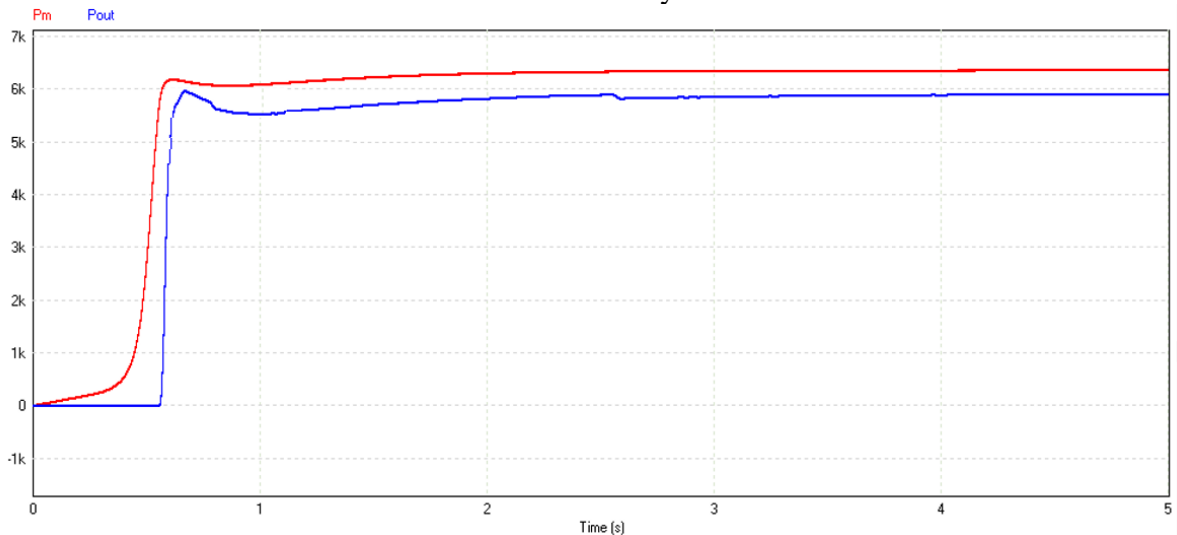
Figura 7.8 - Gráficos de velocidade angular da turbina eólica e da tensão de entrada do conversor boost, demonstrando que o controle do MPPT está seguindo a referência.



Fonte: Elaborado pelo autor

Já no controle de tensão, durante o período em que a turbina está acelerando, a referência de tensão também está aumentando até o ponto em que a tensão da ponte retificadora atingir a referência, e é nesse momento que o conversor boost começa a extrair a máxima potência conforme podemos ver na Figura 7.9.

Figura 7.9 - Potencia mecânica e potência de saída do conversor boost, com MPPT controlando o Duty cycle.



Fonte: Elaborado pelo autor

Examinando o gráfico de potência, é possível identificar de forma mais evidente o momento em que a turbina eólica atinge sua referência, e a potência elétrica começa a ser extraída pelo conversor boost.

7.2.1. Perfil de vento

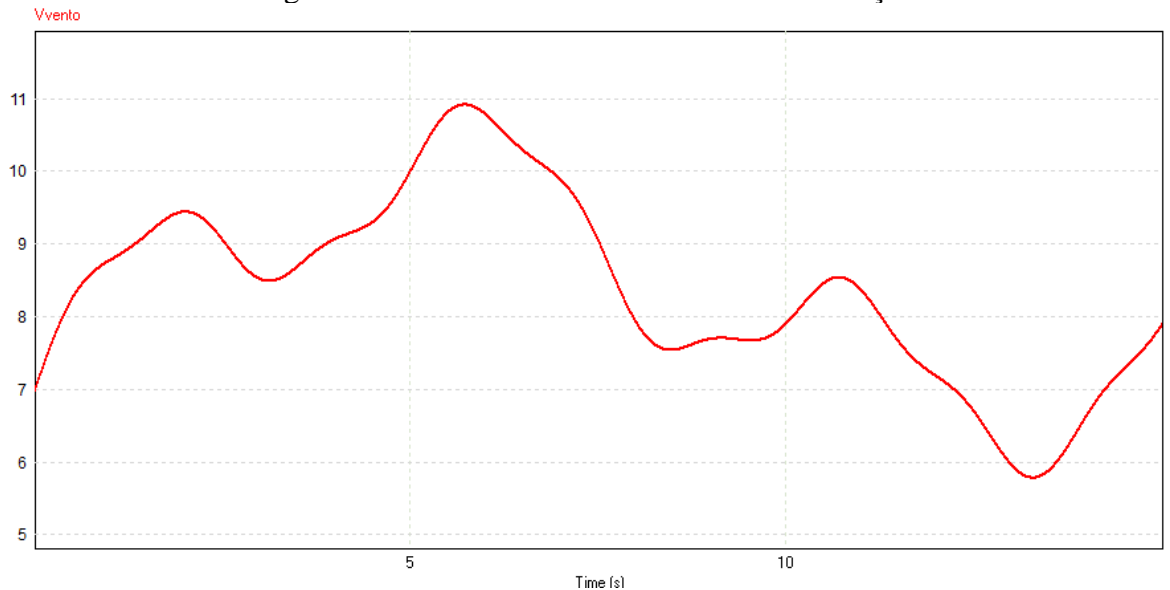
Para avaliar o MPPT de maneira mais realista, empregou-se um perfil de vento aplicado à entrada do aerogerador, definido matematicamente pela equação (7.3) e visualizado na Figura 7.10.

$$\omega_v = \frac{2\pi}{T_v} \quad (7.1)$$

$$T_v = 60 \text{ s} \quad (7.2)$$

$$v = 7 + 2\text{sen}(\omega_v t) + 2\text{sen}\left(\frac{35}{10}\omega_v t\right) + \text{sen}\left(\frac{1235}{100}\omega_v t\right) + \frac{2}{10}\text{sen}(35\omega_v t) \quad (7.3)$$

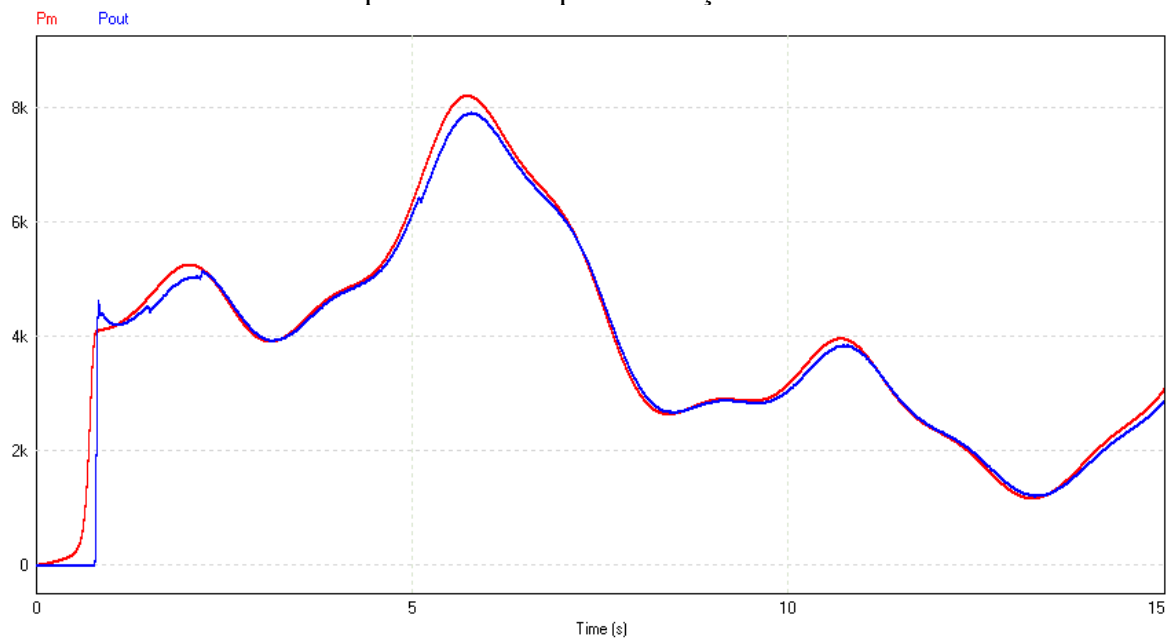
Figura 7.10 - Perfil de vento utilizado na simulação



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da simulação, pôde-se analisar a resposta da potência mecânica gerada diante das flutuações do vento, assim como a potência resultante na saída do conversor boost. É observado que em alguns pontos a potência de saída do conversor boost ultrapassa a mecânica, devido ao fato da inercia do sistema.

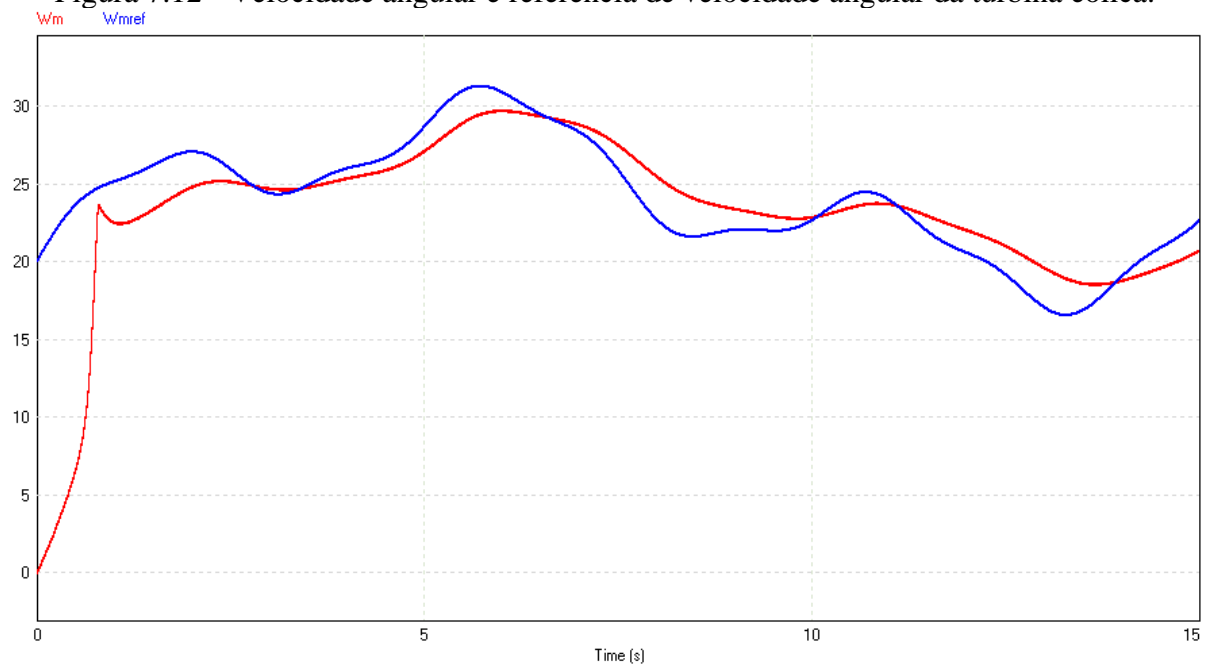
Figura 7.11 - Potencia mecânica da turbina eólica e potência na saída do conversor boost, utilizando o perfil de vento para validação final do MPPT.



Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se, pelos resultados, que há um atraso na potência rastreada em comparação com a potência disponível. Essa característica, aparentemente é relacionada à inércia mecânica do aerogerador, implicando em uma diminuição na eficiência do rastreamento, visto que o gerador, devido à sua massa girante, não consegue responder instantaneamente às variações na velocidade do vento. Esse comportamento é mais evidente no gráfico de controle de velocidade da turbina.

Figura 7.12 - Velocidade angular e referência de velocidade angular da turbina eólica.



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos resultados apresentados, conclui-se que o método de rastreamento de potência está operando corretamente

8. INVERSOR MONOFÁSICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Para viabilizar a integração de sistemas de geração renovável à rede elétrica, são empregados conversores CC-CA capazes de processar a energia gerada e ajustá-la para atender a esse propósito. Este capítulo explorará os procedimentos utilizados na seleção da topologia, na formulação das equações de projeto do filtro de saída, bem como no controle do inversor responsável pela interface entre o barramento CC e a rede elétrica comercial.

Tabela 10.1 - Parâmetros do inversor

Parâmetro	Símbolo	Valor
Tensão do barramento CC	V_{cb}	400 V
Tensão eficaz da rede elétrica	V_{r_rms}	220 V
Tensão de pico da rede elétrica	V_p	311 V
Potência de máxima de saída	P_o	6000 W
Corrente eficaz de saída	i_{r_rms}	27,27 A
Corrente de pico na saída	i_p	38,58 A
Frequência da rede elétrica	f_r	60 Hz
Frequência de comutação	f_s	50 kHz

Fonte: Elaborado pelo autor

A análise inicial para determinar a topologia considera que, para se integrar à rede elétrica em conformidade com a Lei 14.300/2022, mais conhecida como, marco legal da geração distribuída e a IEEE 519 que são as recomendações internacionais sobre qualidade de energia e controle de harmônicos (SCHMIDT; SPERANDIO; NEY, 2022). Essa abordagem visa assegurar baixos índices de distorção harmônica e deslocamento, resultando em um alto fator de potência.

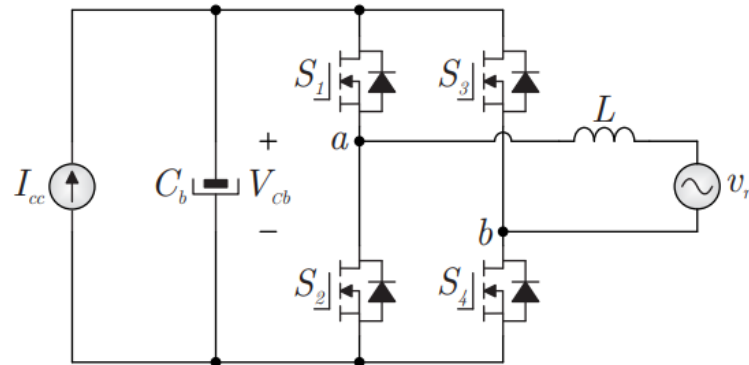
Mediante o exposto, para reunir todas as funcionalidades requeridas para o estágio inversor de processamento de energia, a topologia deve apresentar algumas características, das quais se destacam (BALBINO,2020):

- Conversão CC-CA
- Regulação da corrente de saída
- Regulação da tensão do barramento CC

Assim, levando em conta a potência total processada de 6 kW e as especificações mencionadas, a escolha recaiu sobre uma configuração amplamente empregada na indústria e

referenciada na literatura: o inversor monofásico bidirecional em ponte completa com modulação PWM senoidal, conforme exemplificado na Figura 8.1.

Figura 8.1 - Inversor monofásico em ponte completa.



Fonte: BALBINO, 2020

8.1. MODULAÇÃO PWM SENOIDAL TRÊS NÍVEIS

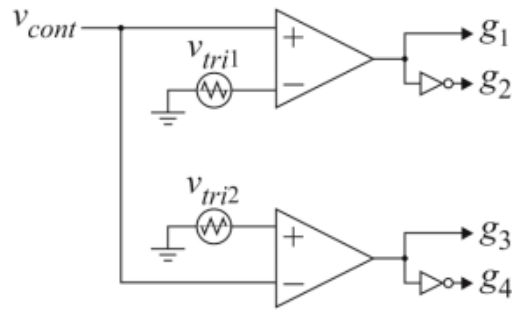
O objetivo do modulador é gerar os pulsos de comando para acionar os interruptores. Na literatura (HOLMES; LIPO, 2003), encontra-se diversos tipos de moduladores utilizados no acionamento de inversores, sendo os mais comuns:

- Modulador PWM senoidal dois níveis;
- Modulador PWM senoidal três níveis;
- Modulador vetorial.

Devido à simplicidade de implementação e ao fato de implicar na redução dos elementos do filtro de saída, optou-se pelo emprego do modulador PWM SENOIDAL TRÊS NÍVEIS.

A modulação PWM senoidal três níveis consiste na utilização de duas portadoras triangulares defasadas de 180° entre si (V_{tri1} e V_{tri2}) e um sinal modulador senoidal (V_{cont}) (COELHO, 2013), conforme a Figura 8.2.

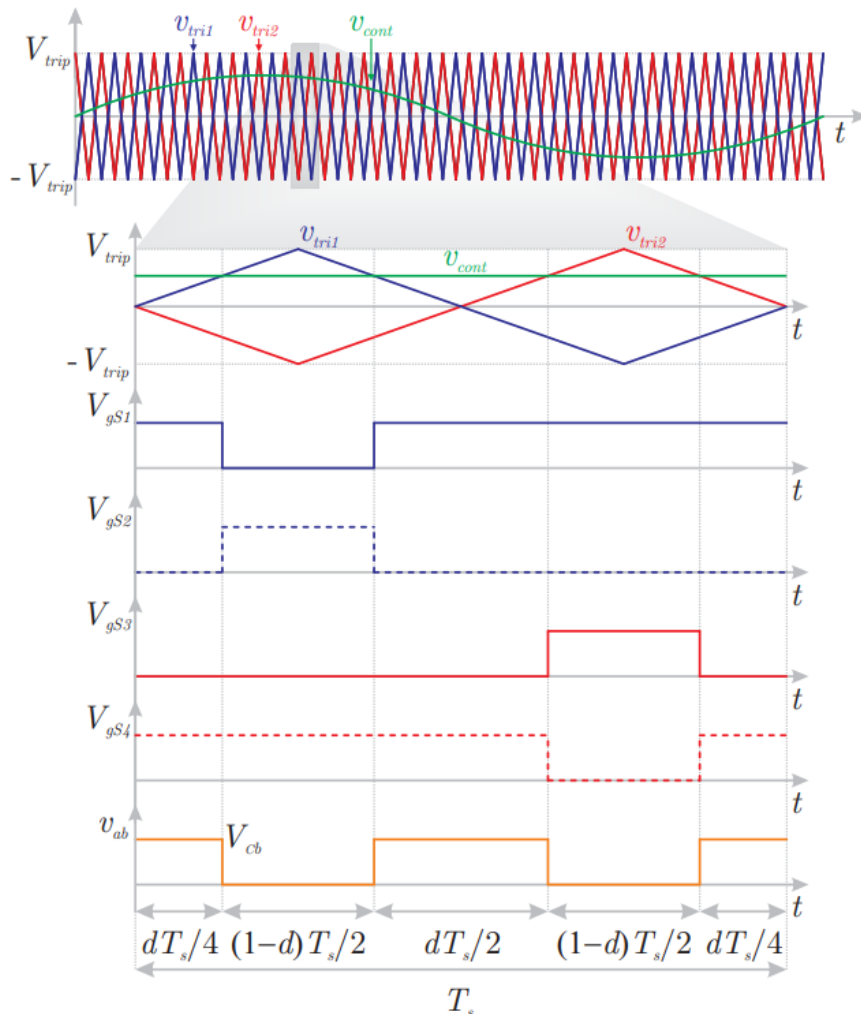
Figura 8.2 - Modulador PWM senoidal de três níveis.



Fonte: COELHO, 2013

A comparação do sinal modulador com as portadoras triangulares resulta na geração dos pulsos de comando g_1 , g_2 , g_3 e g_4 , para acionamento dos interruptores S1, S2, S3 e S4, nessa ordem, conforme na Figura 8.3.

Figura 8.3 - Gráficos de pulsos de comando por meio de modulação PWM senoidal de três níveis e tensão entre terminais a e b do conversor.



Fonte: BALBINO, 2020

Mediante análise da Figura 8.3, pode-se calcular o valor médio da tensão entre os terminais a e b do inversor (v_{ab}) em um período de comutação T_s (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2001) conforme:

$$\langle v_{ab} \rangle = \frac{1}{T_s} \left[\int_0^{\frac{dT_s}{4}} V_{cb} dt + \int_0^{\frac{dT_s}{2}} V_{cb} dt + \int_0^{\frac{dT_s}{4}} V_{cb} dt \right] \quad (8.1)$$

$$\langle v_{ab} \rangle = dV_{cb} \quad (8.2)$$

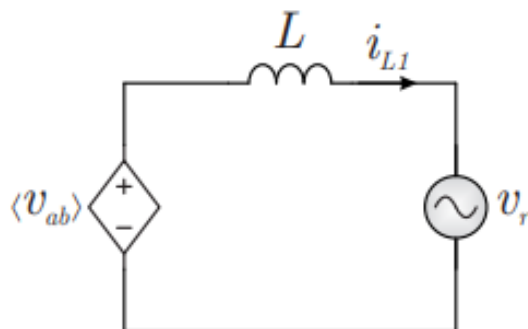
$$d = \frac{V_p}{V_{cb}} \text{sen}(\omega t) \quad (8.3)$$

Sendo:

- d função de modulação
- V_{cb} a tensão do barramento CC do inversor
- V_p tensão de pico da rede
- T_s o período de comutação.

Por meio do exposto, torna-se possível representar o inversor da Figura 8.1 de um modo simplificado, em que os elementos comutados são substituídos por uma fonte de tensão controlada equivalente, aplicada entre os terminais a e b, cujo valor é dado pela equação (8.2), conforme ilustra a Figura 8.4

Figura 8.4 - Representação simplificada do inversor vista dos terminais a e b



Fonte: BALBINO, 2020

Tal arranjo caracteriza-se por deslocar a alta frequência na saída do conversor para o dobro da frequência de comutação dos interruptores, possibilitando, a redução dos componentes passivos do filtro de saída, quando comparados aos obtidos a partir do emprego da modulação PWM senoidal dois níveis.

8.2. FILTRO DE SAÍDA

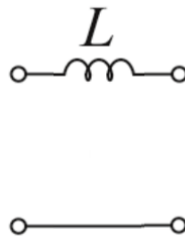
Após a escolha da topologia do inversor e sua estratégia de modulação, o passo subsequente envolve a definição da configuração do filtro de saída.

O filtro de saída do inversor desempenha um papel crucial ao atenuar as componentes harmônicas de alta frequência presentes na corrente do inversor, originadas pelo processo de comutação dos semicondutores de potência. Em termos gerais, o filtro de saída compreende um filtro passa-baixa, cujo fator de atenuação está diretamente relacionado à complexidade de implementação. (COELHO, 2013).

- Filtro L

O filtro L de primeira ordem, ilustrado na Figura 8.5, proporciona uma atenuação de 20 dB/década em toda a faixa do espectro de frequência. Sua aplicação é aconselhável para sistemas que operam com frequência de comutação elevada ou com potências mais altas. Nessas condições, a indutância necessária para a atenuação é menos expressiva, resultando em peso e volume reduzidos (COELHO, 2013).

Figura 8.5 - Filtro L de primeira ordem.

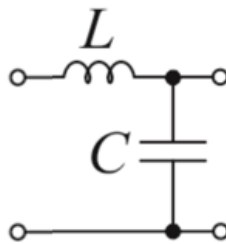


Fonte: Elaborado pelo autor

- Filtro LC

O filtro LC de segunda ordem, representado na Figura 8.6, oferece uma maior atenuação em comparação com o filtro do tipo L, devido à presença do capacitor que fornece um caminho de baixa impedância para as componentes de alta frequência. Isso resulta em uma atenuação de 40 dB/década após a frequência de ressonância (COELHO, 2013). No entanto, esse tipo de filtro possui a desvantagem de ter o capacitor em paralelo com a rede elétrica, o que torna a frequência de ressonância dependente da impedância da rede, sendo indesejável (COELHO, 2013). Além disso, é necessário introduzir um certo coeficiente de amortecimento, seja ele passivo ou ativo, uma vez que o filtro amplifica sinais cujas frequências se aproximam da frequência de ressonância (COELHO, 2013).

Figura 8.6 - Filtro LC de segunda ordem

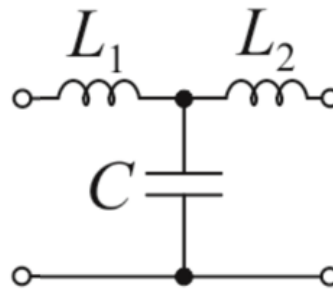


Fonte: Elaborado pelo autor

- Filtro tipo LCL.

O filtro LCL de terceira ordem, exemplificado na Figura 8.7, destaca-se por possuir o melhor fator de atenuação entre os filtros discutidos, proporcionando uma atenuação de 60 dB/década para componentes acima de sua frequência de ressonância. Ao contrário do filtro LC, a presença do segundo indutor evita que os parâmetros da rede interfiram significativamente na operação do filtro. No entanto, como aspecto desfavorável, a ressonância presente na resposta em frequência desse filtro pode levar o sistema à instabilidade, demandando a inclusão de elementos amortecedores no circuito (BALBINO, 2020).

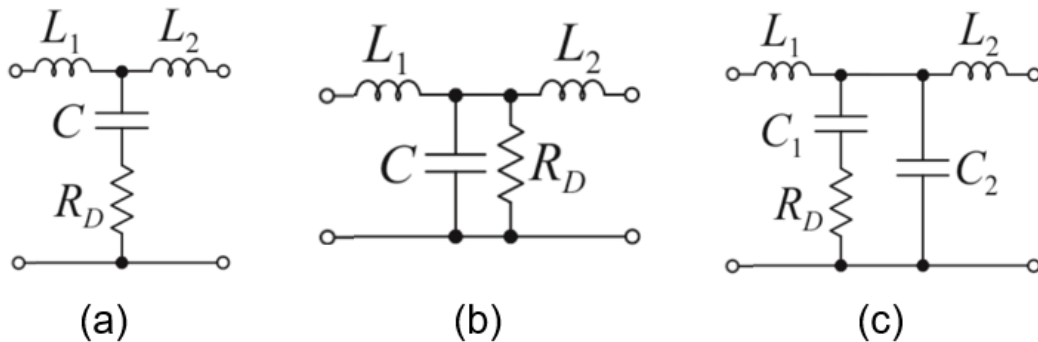
Figura 8.7 - Filtro LCL de terceira ordem.



Fonte: Elaborado pelo autor

Com o intuito de minimizar o peso e o volume do filtro de saída do inversor conectado à rede elétrica, optou-se por adotar a estrutura LCL. Para prevenir que a ressonância desse tipo de filtro cause instabilidade no sistema, sugere-se a inclusão de um ramo de amortecimento passivo. Na literatura, diversas configurações para esse ramo são discutidas, conforme apresentado por (BERES et al., 2016). A Figura 8.8 exibe algumas das configurações para o amortecimento do filtro LCL.

Figura 8.8 - Configurações para amortecimento do filtro LCL: a) resistor de amortecimento em paralelo, b) resistor de amortecimento em série e c) ramo RC em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor

Um dos métodos amplamente adotados para resolver esse desafio é o uso de um resistor de amortecimento (R_D) em série com o capacitor, como demonstrado na Figura 8.8(a) (LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2005; REZNIK et al., 2014). Alternativamente, é possível posicionar o resistor em paralelo ao capacitor, conforme representado na Figura 8.8(b). Contudo, essa configuração resulta em perdas consideráveis, pois o resistor está sujeito à tensão

total da rede elétrica e conduz correntes na frequência fundamental (BERES et al., 2016; KNABBEN, 2017).

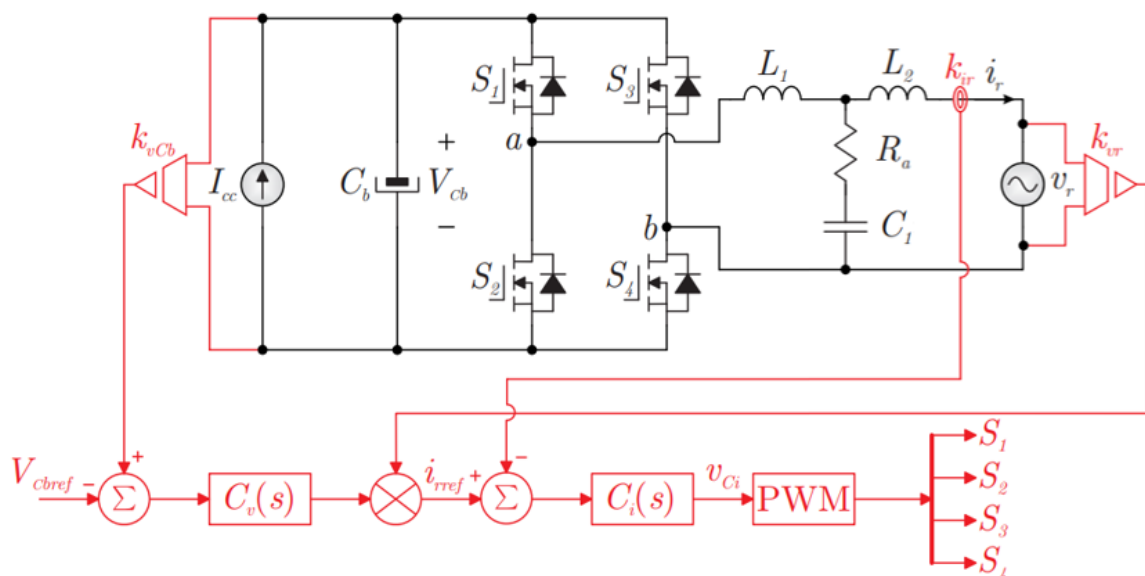
Para contornar as desvantagens dessa configuração, propõe-se a utilização de um segundo capacitor em série com o resistor R_D , conforme ilustrado na Figura 8.8(c). Quando dimensionado adequadamente, a capacitância de C_2 transforma-se em uma alta impedância em baixas frequências, evitando a dissipação de potência no resistor R_D . Por outro lado, na frequência de ressonância, o capacitor tem sua reatância reduzida, e a resistência de R_a passa a desempenhar um papel mais significativo, atuando como um amortecedor (KNABBEN, 2017). A principal vantagem dessa topologia, em comparação com o resistor em série da Figura 6.6(a), é a manutenção da atenuação em 60 dB/década em altas frequências (BERES et al., 2016).

Devido a essa característica e à reduzida perda de energia, optou-se pela implementação do filtro LCL com resistor de amortecimento (R_D) em série com o capacitor.

8.3. ESTRATÉGIA DE CONTROLE

A abordagem escolhida para o controle do conversor CC-CA será aplicada por meio de duas malhas, visando controlar, de forma independente, a corrente de saída (para a rede elétrica) com baixo conteúdo harmônico e a tensão de entrada (barramento CC). Com base nesse objetivo, a proposta é empregar duas malhas de controle em cascata, conforme ilustrado na Figura 8.9.

Figura 8.9 - Estratégia de controle para o inversor

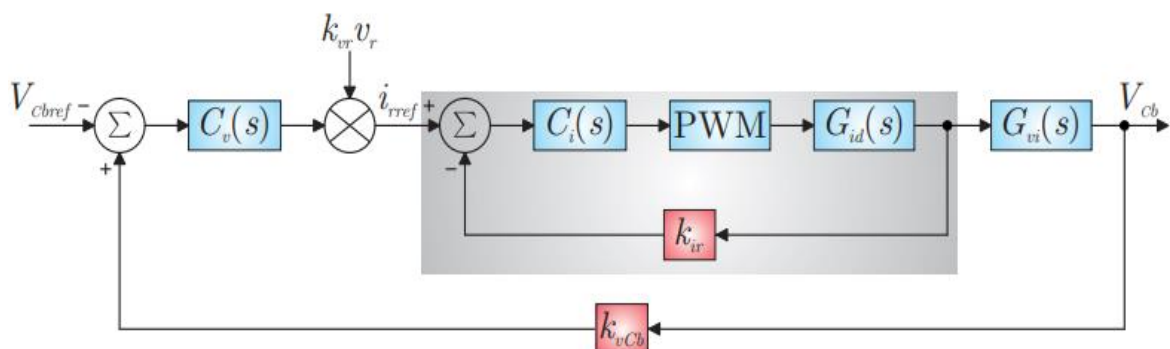


Fonte: Adaptado de BALBINO, 2020

Analisando a Figura 8.9, o processo tem início com a referência de tensão do barramento CC (V_{Cbref}), que deve ser rastreada pela malha de controle de tensão. Para isso, subtrai-se o valor lido da tensão do barramento CC do valor de referência, gerando o erro. Em seguida, esse erro é aplicado ao compensador de tensão $C_v(s)$, que produz o sinal de referência compensado. Este, multiplicado por um sinal senoidal, serve como referência para a malha de corrente. A malha de controle de corrente começa com a referência i_{rref} sendo subtraída do sinal de corrente de saída lido pelo sensor, gerando o erro não compensado. Esse valor, por sua vez, passa pelo controlador de corrente $C_i(s)$ e é aplicado ao modulador PWM, responsável por gerar os pulsos de comando para acionar os interruptores.

No esquema apresentado na Figura 8.9, o sinal responsável por gerar a referência de corrente ao ser multiplicado pelo erro compensado de $C_v(s)$, é obtido pela simples medição da tensão da rede elétrica. Essa abordagem assegura que a corrente e a tensão estejam em fase, mas introduz distorções na forma de onda da corrente devido à presença de harmônicos na composição espectral da tensão da rede (BALBINO, 2020). Para solucionar esse problema, propõe-se o uso do PLL, cujo estudo será abordado no final deste capítulo. Para facilitar a compreensão da estratégia de controle da Figura 8.9, a Figura 8.10 apresenta um diagrama de blocos. Nessa representação alternativa, o inversor foi modelado como as plantas de corrente de saída por razão cíclica (G_{id}) e tensão do barramento CC por corrente de saída (G_{vi}).

Figura 8.10 - Diagrama de blocos das malhas de controle do inversor



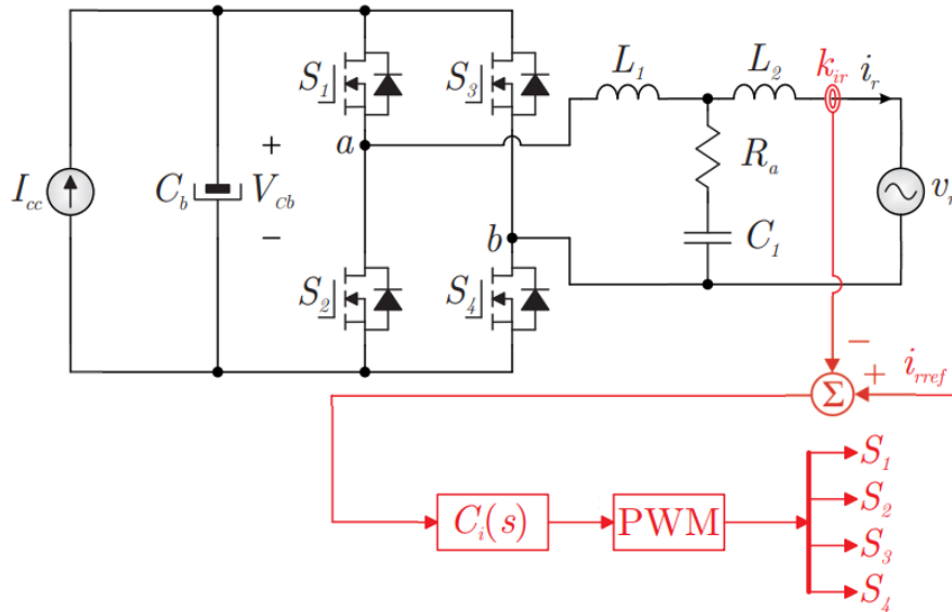
Fonte: BALBINO, 2020

8.3.1. Estratégia para controle da corrente de saída

A corrente de saída do conversor, representada por i_r , requer controle para assumir uma forma senoidal e permanecer em fase com a tensão da rede elétrica, assegurando assim um

alto fator de potência no funcionamento do sistema. Para atender a essa demanda, é essencial empregar uma referência de corrente senoidal. Essa referência pode ser obtida por meio de um laço de travamento de fase (PLL - Phase Locked Loop) (COELHO, 2013) ou, de maneira mais direta, utilizando uma amostra da própria tensão da rede. A Figura 8.11 ilustra o estágio de potência do conversor proposto, incorporando a malha de controle da corrente de saída.

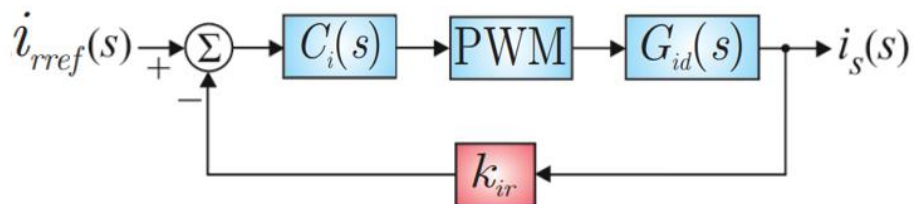
Figura 8.11 - Estágio de potência e malha para controle da corrente de saída



Fonte: Adaptado de BALBINO, 2020

Com o intuito de determinar o compensador $C_i(s)$, é necessário, obter a representação equivalente do sistema por meio de um diagrama de blocos, conforme ilustrado na Figura 7.17. É perceptível na Figura 8.11, k_{ir} representa o ganho predefinidos do sensor de corrente. Nesse contexto, o cálculo dos parâmetros de $C_i(s)$ fica condicionado apenas ao conhecimento prévio das funções de transferência que modelam o PWM e $G_{id}(s)$.

Figura 8.12 - Diagrama de blocos do controle de corrente de saída



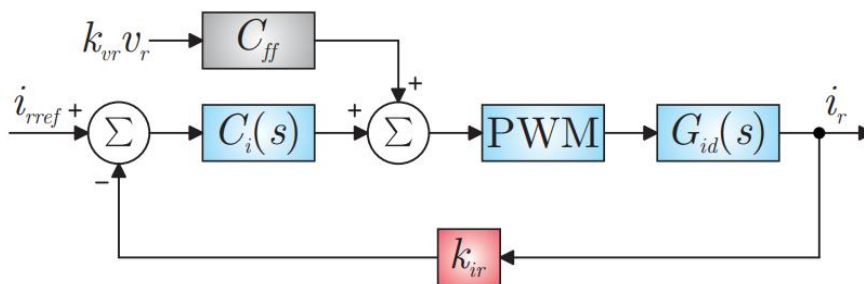
Fonte: Elaborado pelo autor

8.3.2. Compensador feedforward da corrente de saída

Antes de falar sobre a malha de controle para a tensão do barramento CC, é relevante destacar a implementação de uma malha de controle do tipo feedforward para compensar a perturbação causada pela tensão da rede no controle da corrente de saída. Durante a obtenção da função de transferência do filtro de saída, foi considerado v_r como nulo. Embora em muitos casos o compensador de corrente possua a capacidade de mitigar essa perturbação, a introdução de um controle feedforward não apenas contribui para a redução dos esforços de controle, mas também minimiza picos de corrente durante o arranque do sistema (SOUZA, 2009). A implementação do controle feedforward envolve o uso da tensão medida na rede para gerar um sinal de controle, o qual, por meio de uma alimentação direta à malha, visa neutralizar o efeito da perturbação de v_r .

Apesar de estar sujeita a variações paramétricas por não ser realimentada, essa estratégia auxilia em ajustes, mitigando transientes e esforços de controle. Portanto, a regulação precisa de i_r é assegurada pelo compensador $C_i(s)$, que é realimentado para garantir precisão (KNABBEN, 2017). O diagrama de blocos dessa estratégia de compensação por feedforward é apresentado na Figura 6.15.

Figura 8.13 - Diagrama de blocos do compensador por feedforward



Fonte: BALBINO, 2020

Assumindo um ganho unitário para o pico da triangular (k_{PWM}), a ação de controle do feedforward (C_{ff}) pode ser expressa como a razão entre a tensão da rede e a tensão do barramento CC.

8.3.3. Estratégia para controle da tensão do barramento CC

Embora o modelo para o controle da corrente de saída tenha sido derivado considerando a tensão do barramento CC como constante, na prática, é essencial controlá-la ativamente para evitar variações causadas por alterações de potência causadas pelo conversor boost.

O controle da tensão do barramento CC é fundamentado na premissa de que o equilíbrio de potência é sempre mantido, ou seja:

$$V_{cb}I_{cc} = \frac{V_p I_p}{2} \quad (8.4)$$

$$V_{cb} = \frac{V_p I_p}{2I_{cc}} \quad (8.5)$$

Observa-se, com base na equação (8.5), que para manter V_{cb} constante, o valor de pico da corrente (I_p) injetada na rede deve ser proporcional à corrente I_{cc} do barramento CC. Isso ocorre porque V_p representa o valor de pico da tensão da rede elétrica, que é considerado constante. Em outras palavras, a variável de controle para a tensão do barramento CC é o valor de pico da corrente de saída. Destaca-se que, ao manter I_{cc} constante, um aumento em I_p resulta em um acréscimo na potência drenada do barramento CC, levando a uma redução em sua tensão. Por outro lado, uma diminuição em I_p resulta em uma redução na potência drenada, elevando, assim, a tensão (COELHO, 2013).

Diante do exposto, na estratégia adotada para regular a tensão do barramento CC, o erro de tensão desempenha o papel de multiplicador da referência de corrente, determinando, dessa forma, seu valor de pico.

Se houver um desacoplamento dinâmico entre as duas malhas, é possível representar a malha de corrente como um ganho na malha de tensão. Em outras palavras, se o controle de corrente for projetado com uma largura de banda muito superior ao controle de tensão ($\omega_{ci} \gg \omega_{cv}$), a ação do primeiro será mais rápida que a do segundo, garantindo que as grandezas i_r e i_{rref} estejam em sincronia.

De maneira matemática, isso é expresso na Função de Transferência da Malha de Corrente ($FTMF_i$) conforme equação (8.6). Perturbar a referência da malha fechada de maneira

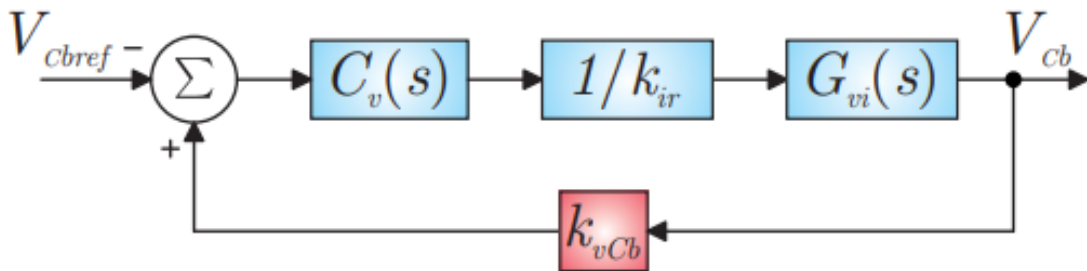
lenta implica em fazer $s = j\omega \rightarrow 0$. Aplicando essa consideração na equação (8.6), com as funções de transferência substituídas, obtemos a expressão (8.7).

$$FTMF_i(s) = \frac{PWM \cdot C_i(s) \cdot G_{id}(s)}{1 + PWM \cdot C_i(s) \cdot G_{id}(s) \cdot k_{ir}} \quad (8.6)$$

$$FTMF_i(s \rightarrow 0) = \frac{1}{k_{ir}} \quad (8.7)$$

A partir da equação (8.7), obtém-se o diagrama de blocos apresentado na Figura 8.14. Neste, observa-se a obtenção do modelo da planta $G_{vi}(s)$ para o controle da tensão do barramento CC.

Figura 8.14 - Diagrama de blocos para controle da tensão do barramento CC

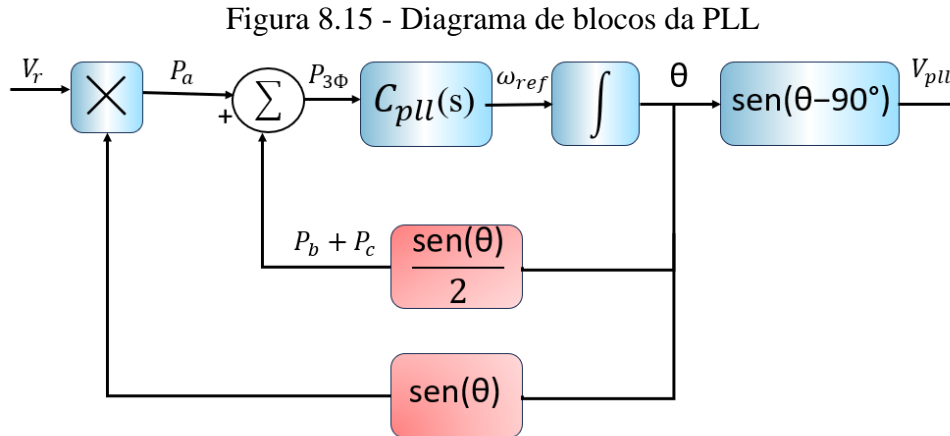


Fonte: BALBINO, 2020

8.3.4. Phase Locked Loop (PLL)

Para concluir a seção de controle do inversor em estudo, aborda-se a estratégia empregada para gerar o sinal de referência da corrente da rede. Como discutido anteriormente, a tensão da rede pode conter conteúdo harmônico. Se a referência de corrente for gerada simplesmente medindo o sinal de tensão, sua forma de onda conterá esse conteúdo e dificilmente atenderá aos requisitos de THD e amplitude de harmônicos estabelecidos pelas normas. Diversas técnicas são propostas na literatura para resolver esse problema, e neste trabalho optamos pela implementação do PLL (*Phase Locked Loop*). Esse método amplamente difundido destaca-se pela capacidade de extrair a componente fundamental de um sinal senoidal com elevada distorção, conforme explicado pelas teorias de Fourier. Por ser amplamente conhecido na literatura, apresentou-se nesta subseção apenas uma breve explicação das

equações utilizadas no projeto do PLL, sendo que a Figura 8.15 ilustra o diagrama de blocos da estrutura adotada.



Fonte: Elaborado pelo autor

A estratégia adotada baseia-se na formulação da potência instantânea total em um circuito trifásico equilibrado de cargas lineares. Essa potência, representada pela soma das potências instantâneas de cada fase ($P_a + P_b + P_c$), destaca-se pela peculiaridade de permanecer constante em regime permanente, mesmo que as potências individuais de cada fase oscilem a uma frequência que é o dobro da frequência da rede. Além disso, é relevante observar que essa potência total é igual à potência ativa processada pelo sistema trifásico ($P_{3\phi}$) (KNABBEN, 2017).

O sistema de controle representado na Figura 8.15 atua no sentido de neutralizar a potência ativa trifásica $P_{3\phi}$. Para alcançar esse objetivo, o compensador C_{pll} gera um sinal correspondente à frequência angular do sistema (ω), cuja integração resulta em um ângulo θ defasado em 90° da angulação da tensão lida na rede v_r . Utilizando esse ângulo para compor sinais de corrente, os quais estão em quadratura com a tensão da rede, são geradas as potências P_a , P_b e P_c cuja soma resulta em um valor nulo para $P_{3\phi}$. A combinação das potências das fases fictícias b e c é emulada matematicamente por um dos blocos do diagrama, e essa estratégia pode ser aplicada a circuitos monofásicos.

Ao subtrair 90° do ângulo θ gerado pela malha, obtemos um sinal de tensão de referência v_{pll} em fase com o sinal de tensão v_r .

9. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA COMPLETO

O propósito deste capítulo é apresentar os resultados provenientes da integração dos três estágios de processamento de energia. Isso visa validar o funcionamento do inversor de frequência, considerando que o modelo da turbina eólica, conversor boost e MPPT estão operando de forma adequada, conforme evidenciado ao longo deste estudo. As simulações serão conduzidas utilizando o perfil de vento desenvolvido na seção 7.2.1, buscando máxima fidelidade com a realidade.

Inicialmente, será testado o sistema completo conectado a uma rede ideal, sem a presença de harmônicas. Em seguida, testado em uma rede que apresenta 10% de 3 harmônica.

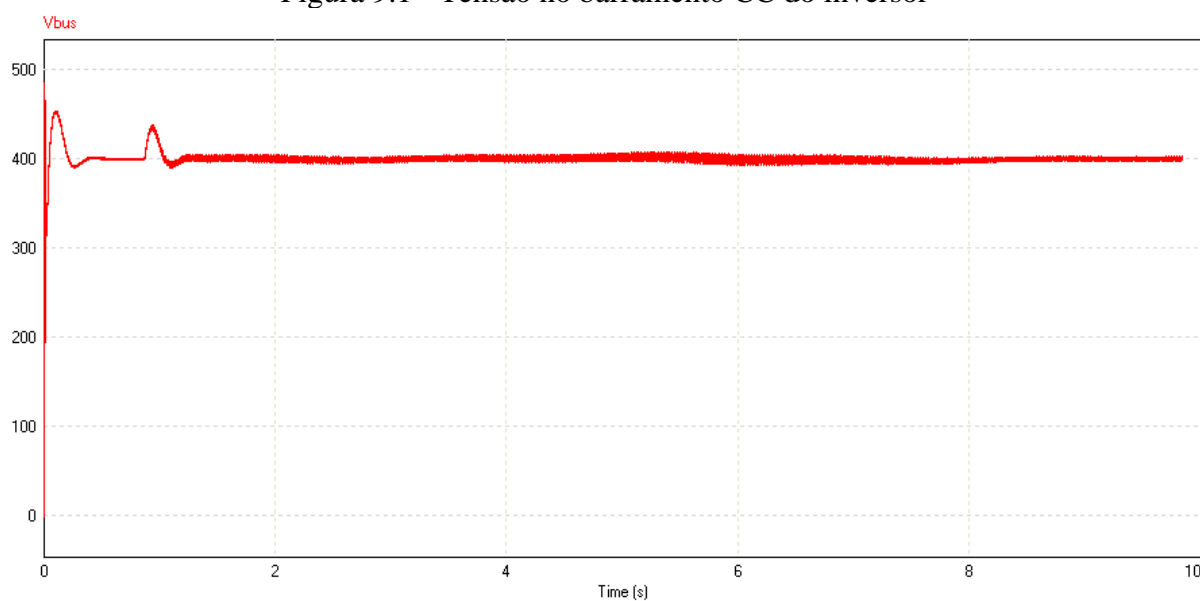
9.1. TENSÃO NO BARRAMENTO CC

Para assegurar a eficácia do controle de tensão de entrada do inversor, cuja responsabilidade é ajustar a tensão do barramento CC para 400 V, é indispensável realizar uma verificação para confirmar a estabilidade dessa tensão. Esta validação é essencial para garantir que o sistema mantenha consistentemente a tensão desejada, contribuindo assim para a operação confiável e eficiente do conjunto.

- Rede ideal

Devido ao capacitor inicialmente estar descarregado, observa-se um transiente abrupto em sua inicialização, resultando na perda de detalhes no gráfico a seguir

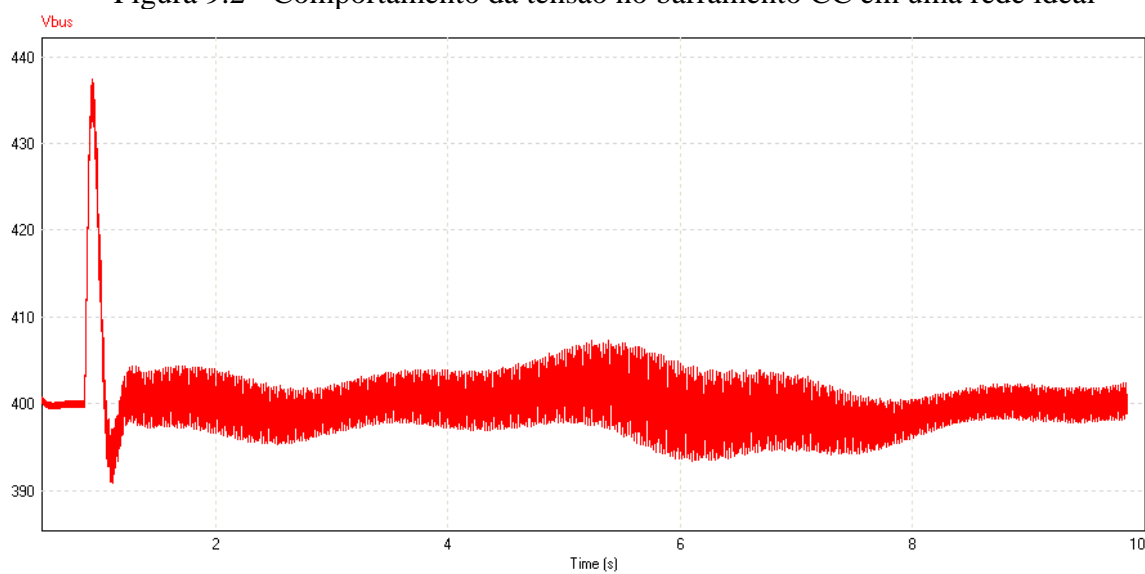
Figura 9.1 - Tensão no barramento CC do inversor



Fonte: Elaborado pelo autor

Diante desse cenário, foi restringido o eixo x do gráfico, estabelecendo um intervalo compreendido entre 0,5 s e 10 s, assim eliminando o grande transiente de carregamento inicial. Essa decisão visa focar a análise do sistema com o capacitor já carregado, permitindo uma observação mais detalhada das variações e comportamentos do controle que ocorrem durante esse intervalo.

Figura 9.2 - Comportamento da tensão no barramento CC em uma rede ideal



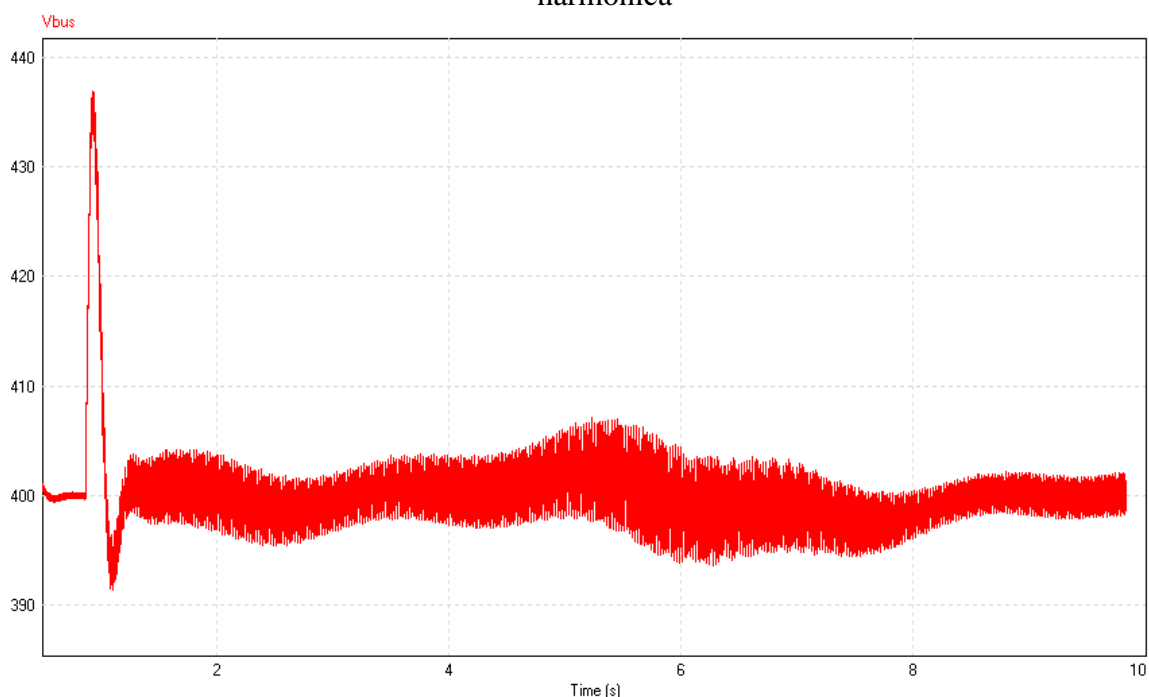
Fonte: Elaborado pelo autor

Apesar da injeção abrupta de potência no barramento CC pelo conversor boost nos instantes iniciais, ocasionando um pico de tensão, o sistema de controle de tensão do inversor exibiu eficácia ao manter a tensão em torno de 400 V. Essa capacidade de resposta demonstra a robustez e a eficiência do sistema diante de variações repentinas na carga, ressaltando sua capacidade de manter a estabilidade operacional dentro dos parâmetros desejados.

- Rede com 3º Harmônica

Apesar da presença de um valor bastante elevado de 3º harmônica, o controlador de tensão do barramento CC manteve uma notável estabilidade, evidenciando poucas alterações significativas em seus esforços de controle.

Figura 9.3 - Comportamento da tensão no barramento CC em uma rede com presença de harmônica



Fonte: Elaborado pelo autor

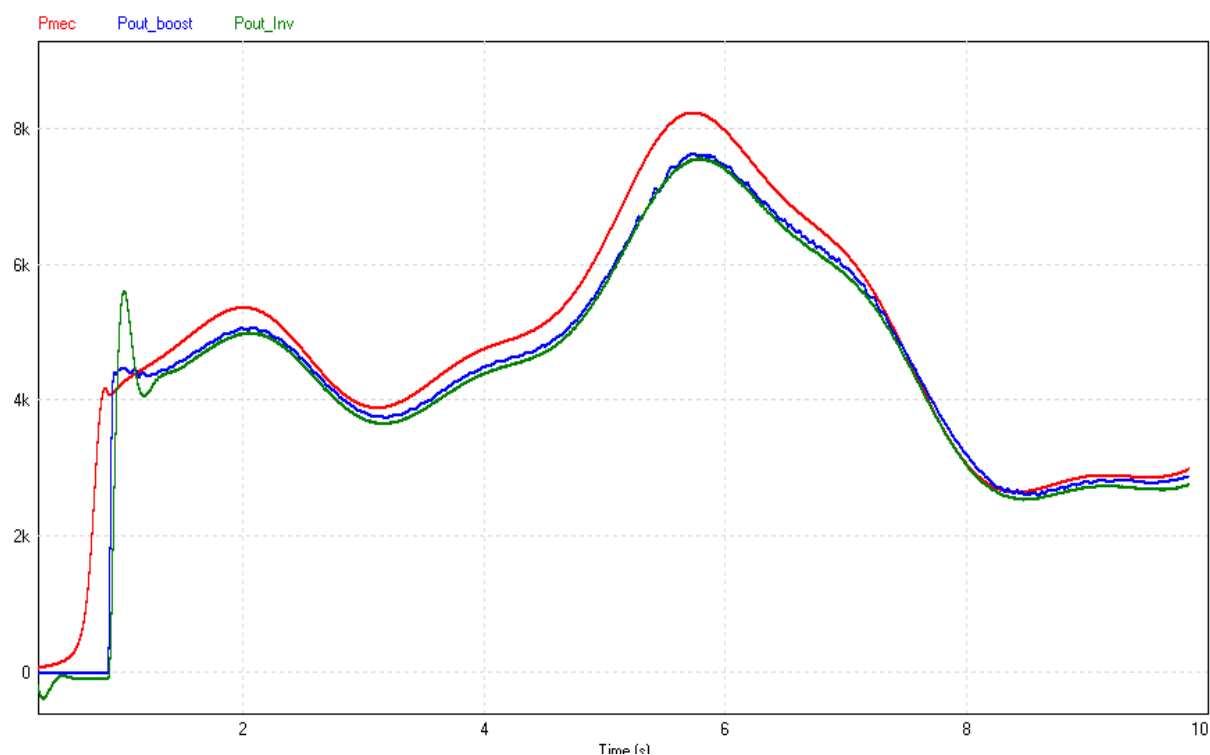
9.2. POTÊNCIA ENTREGUE À REDE

Para avaliar se o inversor está efetivamente fornecendo a potência gerada à rede, é possível realizar comparações tanto com a potência mecânica da turbina como com a potência do conversor boost. Essa análise oferece uma perspectiva abrangente do desempenho do sistema, permitindo uma verificação mais completa e detalhada.

- Rede ideal

Ao examinar a Figura 9.4, observa-se que a potência entregue à rede é praticamente equivalente à potência de saída do conversor boost. Esse comportamento destaca a eficiência do sistema em transferir a energia gerada pelo aerogerador de forma consistente e eficaz para a rede.

Figura 9.4 - Comparação das potências: mecânica; saída do conversor boost; saída do inversor, em uma rede ideal

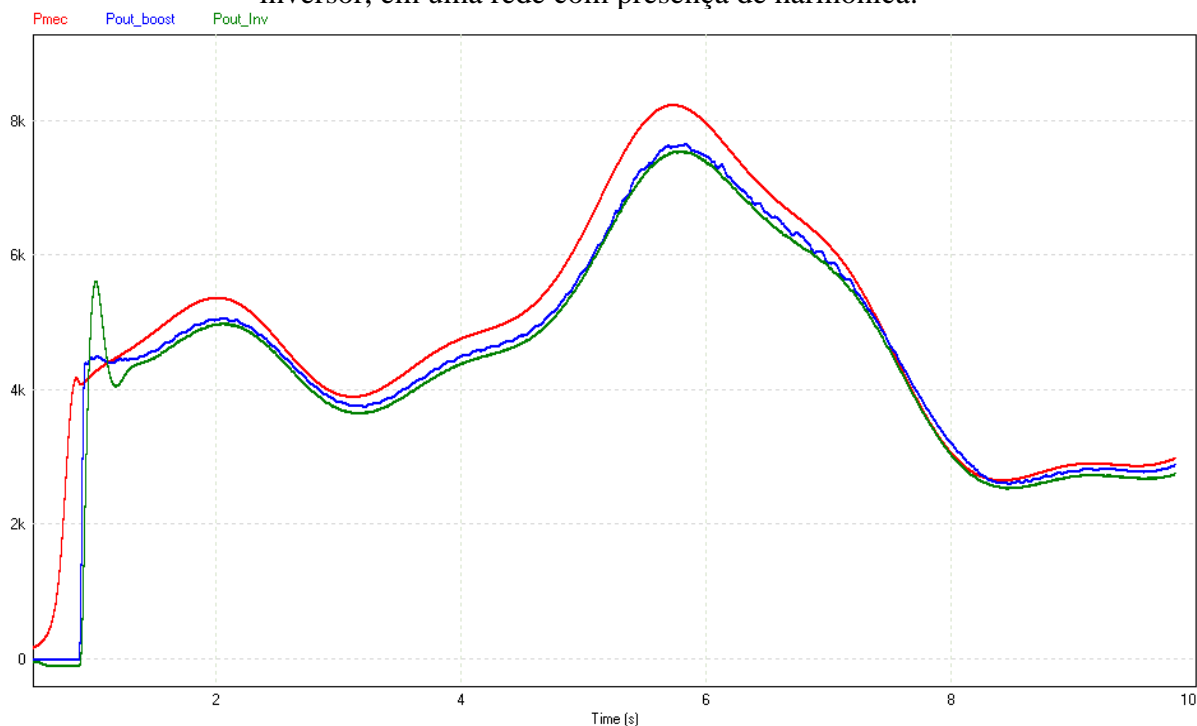


Fonte: Elaborado pelo autor

- Rede com 3° Harmônica

Mesmo com a presença de 3° harmônica, não foram observadas alterações significativas na potência fornecida à rede pelo inversor, mesmo quando operando acima da potência nominal de 6 kW. Essa consistência na performance do inversor fortalece a confiança na sua capacidade de operar de maneira estável e eficiente em diferentes cenários, contribuindo para a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia à rede.

Figura 9.5 - Comparação das potências: mecânica; saída do conversor boost; saída do inversor, em uma rede com presença de harmônica.



Fonte: Elaborado pelo autor

9.3. THD DA CORRENTE DE SAÍDA

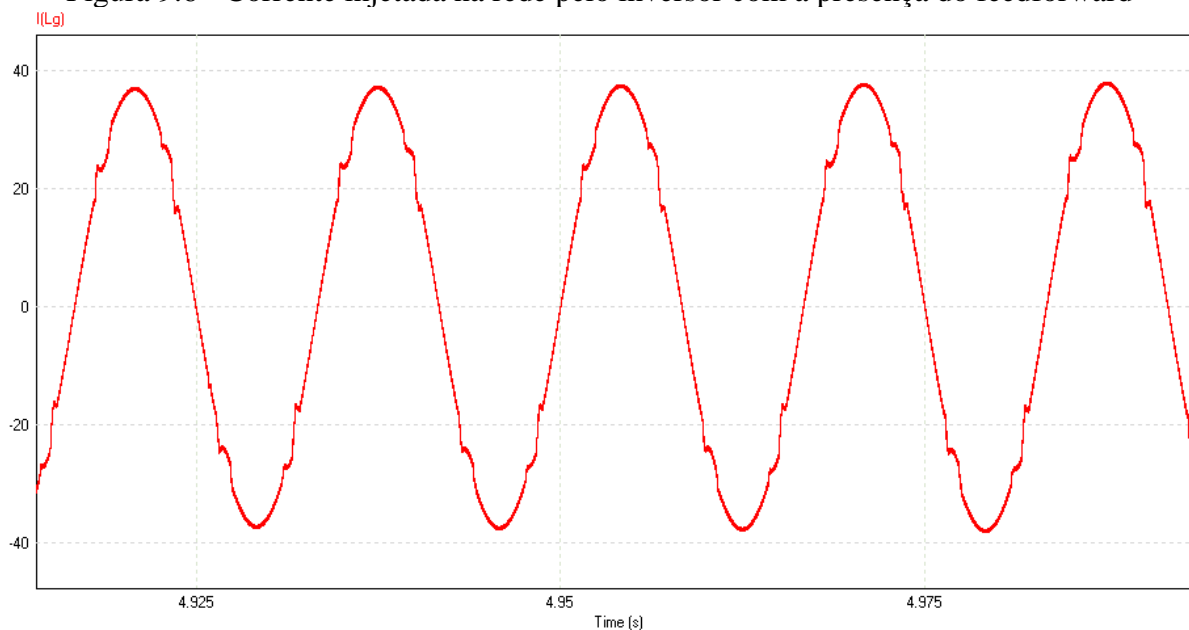
É necessário avaliar se o filtro de saída do inversor está atendendo aos requisitos estipulados para a Distorção Harmônica Total (THD) da corrente injetada na rede. Conforme estabelecido pela IEEE 519, a THD da corrente de saída do inversor, durante a operação em potência nominal, deve ser inferior ou igual a 5%. Essa análise é fundamental para verificar a eficácia do filtro em reduzir as distorções harmônicas, garantindo assim a conformidade com os padrões exigidos.

Para a análise da Distorção Harmônica Total (THD) da corrente de saída, a rede na qual será injetada essa corrente, terá uma presença de 10% em terceira harmônica, assim como em todos os outros testes com harmônicas realizados neste trabalho, uma vez que isso representa o cenário mais crítico para o sistema. Adicionalmente, será realizada uma comparação entre o controle de corrente com e sem a aplicação de feedforward.

- Com Feedforward

Conforme a Figura 9.6, identificamos a presença de algumas harmônicas na corrente injetada na rede. No entanto, a THD dessa corrente é aproximadamente em 3,28%, encontrando-se dentro dos limites permitidos.

Figura 9.6 - Corrente injetada na rede pelo inversor com a presença do feedforward



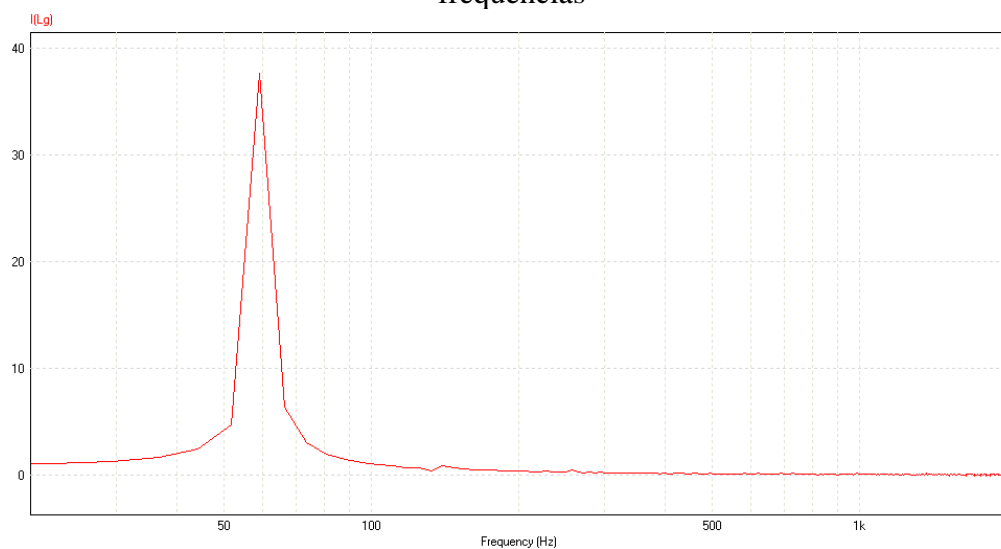
Measure

	X1	X2	Δ	THD
Time	4.95415e+00	4.97082e+00	1.66667e-02	freq=60
I(Lg)	3.75867e+01	3.75866e+01	-1.49481e-04	3.28517e-02

Fonte: Elaborado pelo autor

Com o propósito de examinar todas as harmônicas presentes na corrente, utilizou-se a Transformada Rápida de Fourier (FFT) para criar uma representação gráfica do espectro de suas frequências.

Figura 9.7 - FFT da corrente injetada na rede com feedforward para comparação de suas frequências

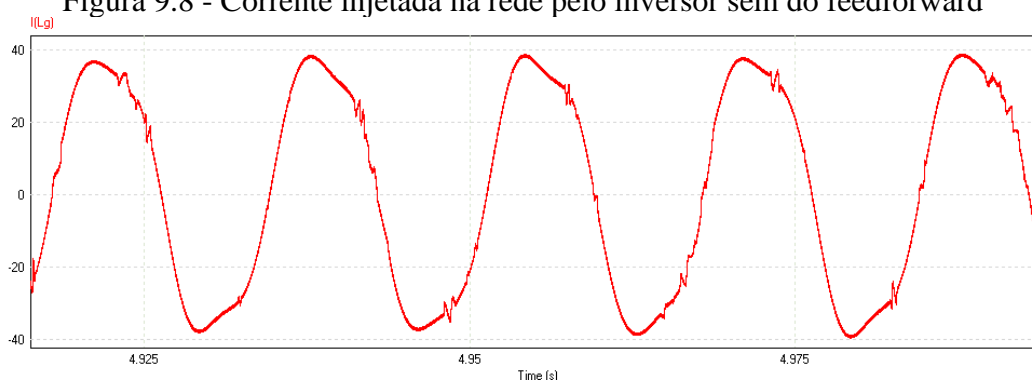


Fonte: Elaborado pelo autor

- Sem Feedforward

Com o intuito de avaliar a influência do feedforward no controle da corrente injetada na rede, conduziremos uma simulação excluindo exclusivamente esse controle adicional. Essa abordagem nos permitirá analisar de maneira isolada o impacto do feedforward no desempenho do controle de corrente injetada na rede.

Figura 9.8 - Corrente injetada na rede pelo inversor sem do feedforward



	X1	X2	Δ	THD
Time	4.95430e+00	4.97088e+00	1.65830e-02	freq=60
I(Lg)	3.84461e+01	3.78521e+01	-5.93992e-01	1.27129e-01

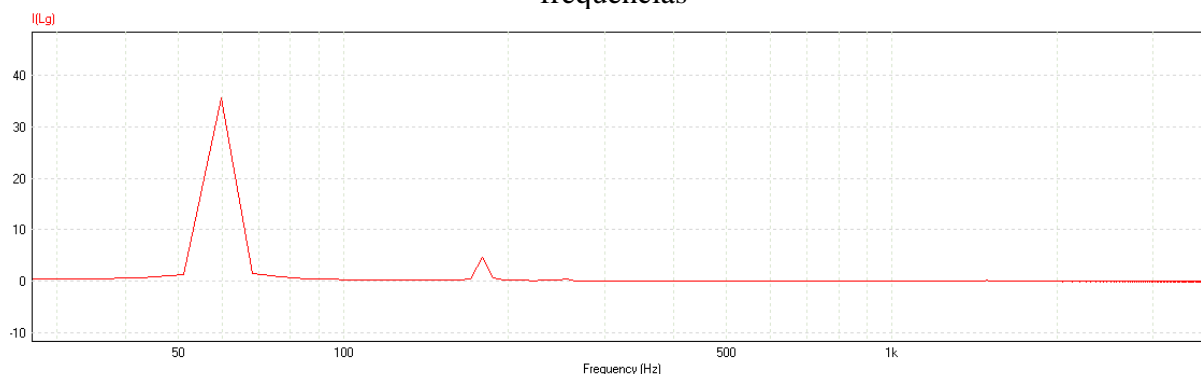
Fonte: Elaborado pelo autor

Observando que sem a aplicação do feedforward, a THD da corrente injetada na rede atinge 12,71%, representando um aumento substancial comparado aos 3,28% obtidos

anteriormente com a presença do controle. A implementação deste controle adicional, é imprescindível para obter-se uma corrente injetada na rede com baixa THD.

Ao aplicarmos FFT a essa corrente, observamos que, na ausência desse controle adicional, a corrente passa a apresentar uma presença considerável de terceira harmônica.

Figura 9.9 - FFT da corrente injetada na rede sem feedforward para comparação de suas frequências



Fonte: Elaborado pelo autor

9.4. FATOR DE POTÊNCIA

Com o propósito de validar a injeção exclusiva de potência ativa pelo inversor, foi avaliado o fator de potência. O monitoramento do fator de potência oferece uma medida da eficiência do inversor em converter a energia disponível em potência útil, sendo fundamental para assegurar uma operação eficaz e em conformidade com os padrões de qualidade energética estabelecidos.

Uma observação muito importante é: o software Psim só mede o FP de deslocamento, não levando em consideração as harmônicas da corrente injetada na rede, para isso empregou-se a equação (9.1).

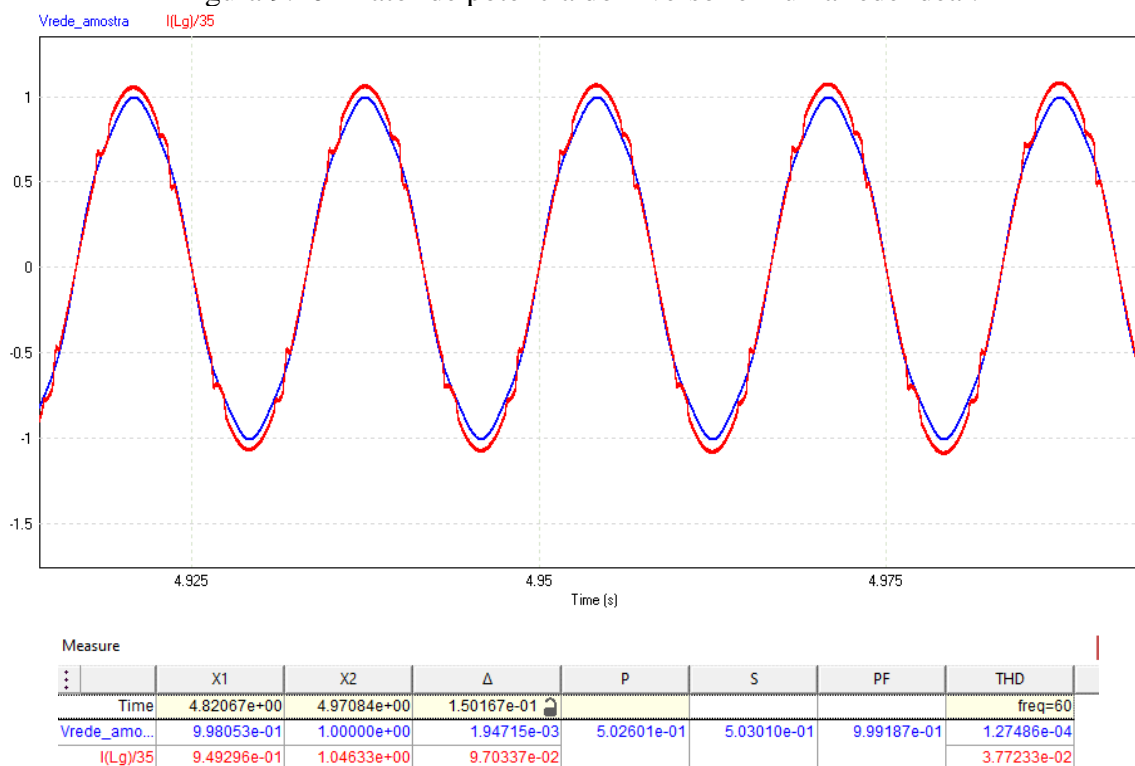
$$FP = \frac{\cos(\theta)}{\sqrt{1 + THD(I)^2}} \quad (9.1)$$

- Rede ideal

Ao analisar o fator de potência (FP) do inversor em potência nominal, com os valores de tensão da rede e corrente devidamente normalizados, constata-se que o fator de potência

atinge aproximadamente 0,9984. Esse elevado fator de potência denota a capacidade do inversor em converter eficientemente a potência disponível em potência útil, minimizando as perdas e maximizando a utilização eficaz da energia.

Figura 9.10 - Fator de potência do inversor em uma rede ideal.



Fonte: Elaborado pelo autor

9.5. PHASE LOCKED LOOP – PLL

A principal finalidade da PLL, é ajustar a sua saída para estar em fase com a frequência da rede elétrica.

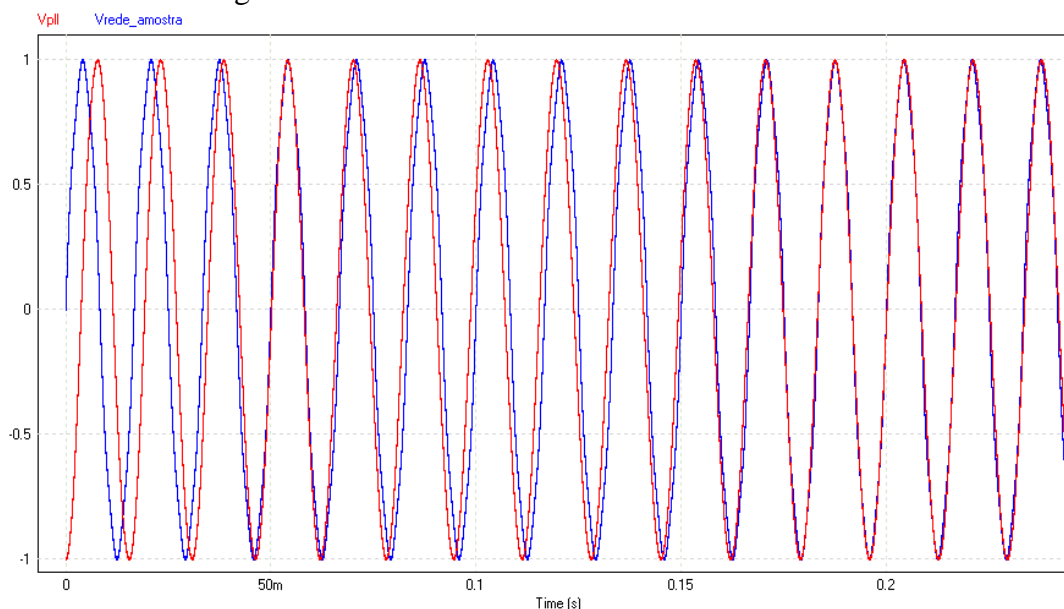
9.5.1. Sincronismo

- Rede ideal

Na representação da Figura 9.11, é possível visualizar o desempenho da PLL, oferecendo uma perspectiva clara do processo de sincronização. Inicialmente, observa-se que a

PLL inicia fora de fase em relação à fase da rede elétrica, mas ao longo de alguns instantes, alcança com sucesso a sincronização desejada.

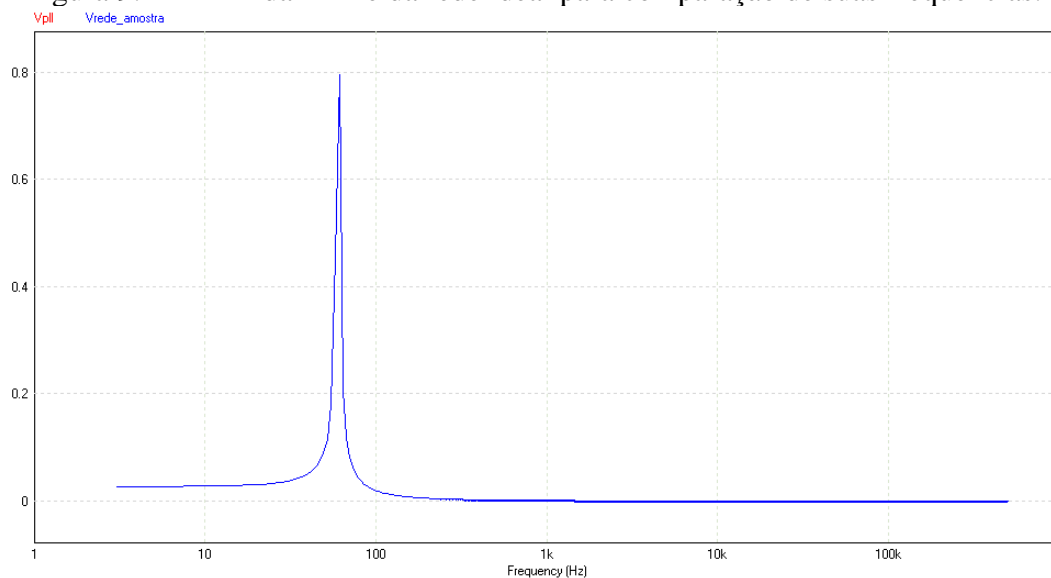
Figura 9.11 - Sincronismo da PLL com a rede ideal.



Fonte: Elaborado pelo autor

Por meio da Transformada Rápida de Fourier (FFT), é possível observar de maneira mais nítida a habilidade do sistema em acompanhar a frequência da rede elétrica. Essa técnica analítica possibilita uma análise minuciosa das componentes de frequência, validando a eficácia da PLL em manter uma sincronia com a frequência predominante da rede elétrica.

Figura 9.12 - FFT da PLL e da rede ideal para comparação de suas frequências.

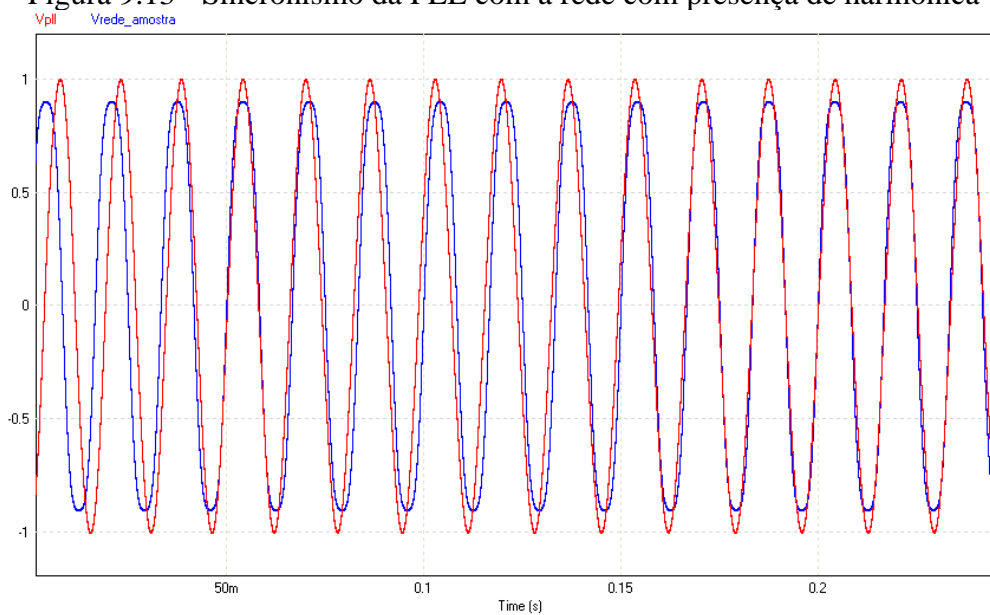


Fonte: Elaborado pelo autor

- Rede com 3º Harmônica

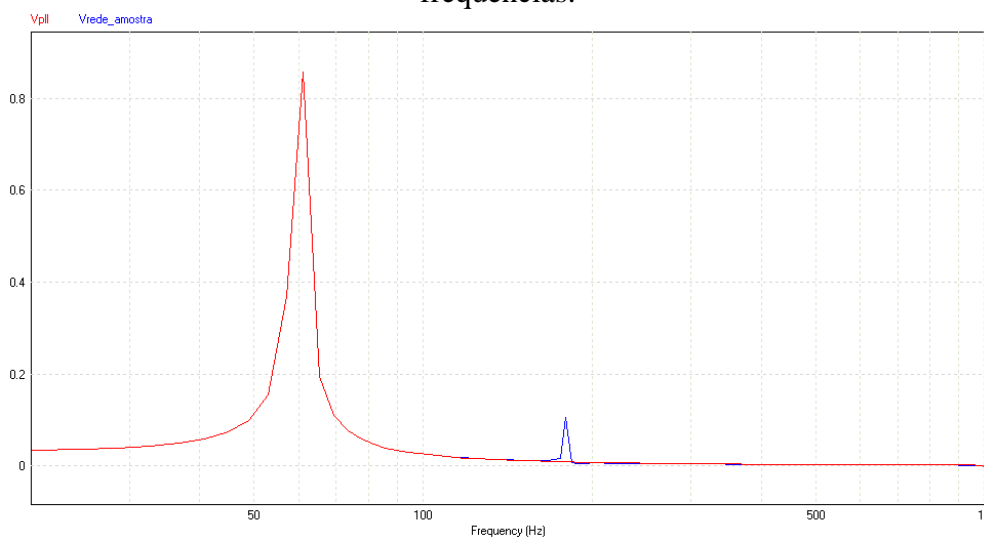
Mesmo diante da presença acentuada da terceira harmônica na rede, a PLL demonstra a capacidade de filtrar e reter apenas a componente fundamental, entrando em fase com a rede. Isso fica mais evidente ao observarmos a análise de frequência realizada por meio da FFT, presente na Figura 9.13.

Figura 9.13 - Sincronismo da PLL com a rede com presença de harmônica



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 9.14 - FFT da PLL e da rede com presença de harmônica para comparação de suas frequências.



Fonte: Elaborado pelo autor

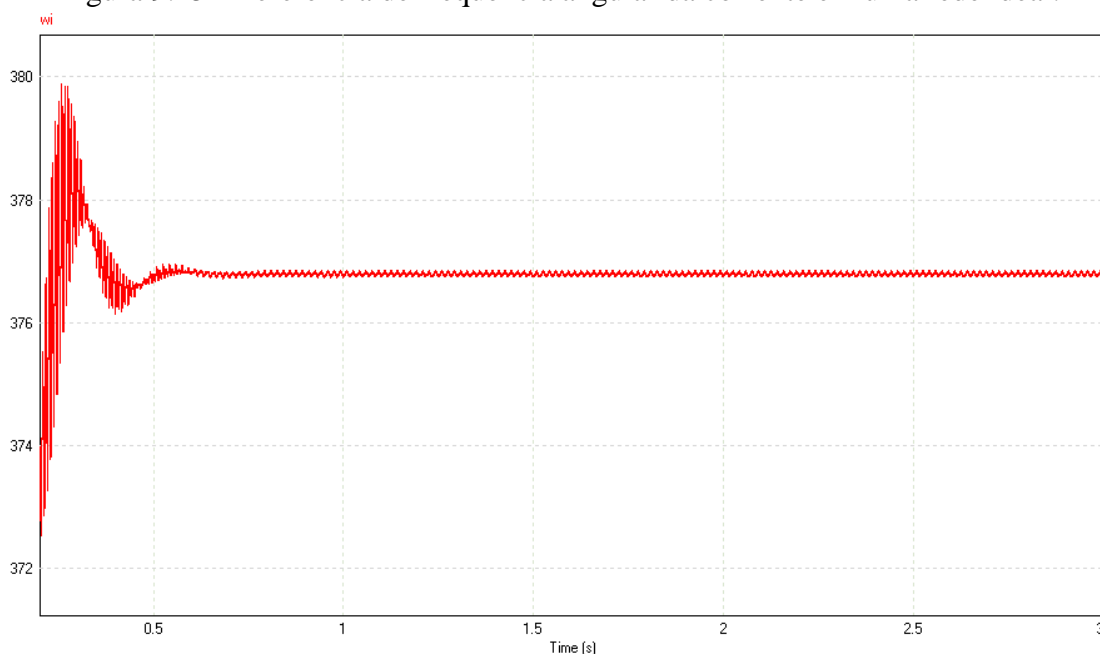
9.5.2. Frequência angular da corrente ω_i

Ao avaliar a referência de frequência angular da corrente na PLL, verificando se está convergindo para o valor desejado de 377 rad/s, correspondente a $2\pi f$. Essa análise proporcionará a avaliar a capacidade da PLL em manter-se alinhada com a frequência esperada, garantindo assim uma sincronização precisa com a rede elétrica.

- Rede ideal

Nota-se que, após o período transitório, o valor da frequência angular da corrente permanece constante em 377 rad/s.

Figura 9.15 - Referência de frequência angular da corrente em uma rede ideal.

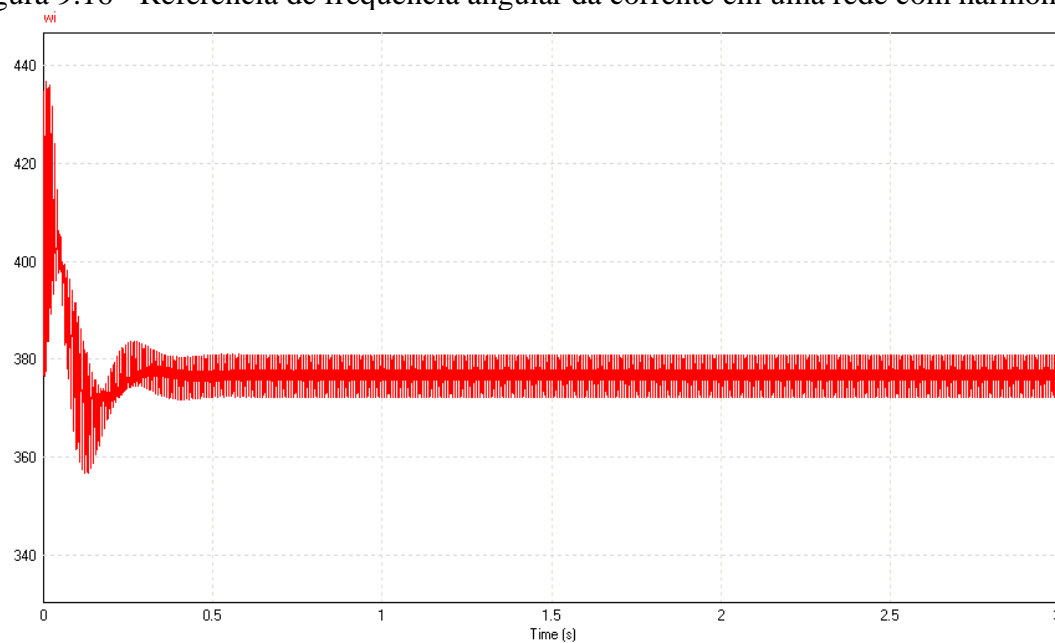


Fonte: Elaborado pelo autor

- Rede com 3° Harmônica

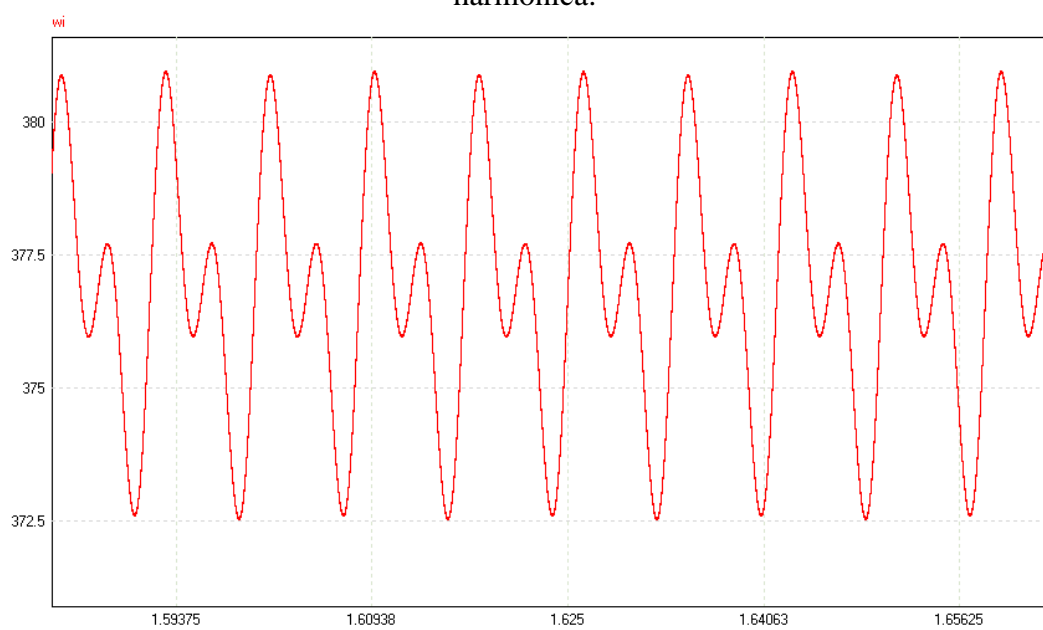
Com a introdução da terceira harmônica, é evidente que o esforço do sistema de controle para manter a referência aumentou, pois com o fato de haver uma distorção na rede elétrica, surgiu uma pulsação no ω_i , como pode ser visto com mais detalhes na Figura 9.17.

Figura 9.16 - Referência de frequência angular da corrente em uma rede com harmônica.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 9.17 - Zoom na referência de frequência angular da corrente em uma rede com harmônica.



Fonte: Elaborado pelo autor

10. CONCLUSÃO

Devido ao amplo potencial eólico do Brasil, ao crescimento da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e à expansão da geração distribuída, que influenciou a construção da turbina eólica pelos estudantes da UFSC em Araranguá, culminando neste estudo de um sistema capaz de transformar a energia cinética dos ventos em eletricidade e integrá-la à rede. A abordagem adotada na apresentação dos capítulos teve como propósito introduzir cada estágio de forma a desvendar e validar seu funcionamento por meio de modelos de simulação para no futuro ser integrado a turbina construída.

Foi utilizado um gerador síncrono de ímã permanente, uma escolha em ascensão devido às suas características vantajosas, como a ausência de escovas, a possibilidade de construção com um elevado número de polos, a dispensa da necessidade de caixa de engrenagens, além de dimensões reduzidas em volume e peso, entre outras. O processamento dessa energia foi dividido em três estágios: a ponte de Greatz, responsável pela conversão CA-CC; o conversor boost, que regula a velocidade do gerador por meio do rastreamento de máxima potência e injeta a energia no link CC; e o estágio de conversão CC-CA, composto por um inversor monofásico em ponte completa.

Para atender às exigências normativas de componentes harmônicos e reduzir o ripple nas correntes do inversor, foi necessário um filtro de saída do inversor de ordem elevada. Essa necessidade resultou em perdas adicionais e aumento da complexidade do controle. O sistema completo foi projetado e simulado para uma potência nominal de 6 kW, alcançando resultados satisfatórios.

A taxa de distorção de corrente no inversor registrou 3,28%, com um fator de potência de 0,9984. Para o inversor, esse fator de potência praticamente unitário é resultado de um controle bem projetado, incorporando um eficiente filtro de saída, operando em conjunto com um algoritmo de sincronismo (PLL). Como propostas cruciais para trabalhos futuros, destaca-se a implementação do algoritmo de limitação de potência (ativado quando a potência cinética disponível ultrapassa o valor máximo que o conversor foi projetado para processar, 6 kW) e a incorporação das proteções de anti ilhamento e curto-circuito no ponto de conexão com a rede, conforme exigido pelas normas.

REFERÊNCIAS

- BALBINO, A. J. **Processamento Parcial de Energia Aplicado A Sistemas Eólicos de Pequeno Porte Conectados À Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2020.
- BARBI, I. **Modelagem De Conversores CC-CC**. Edição do Autor, 2000.
- BARBI, I.; MARTINS, D. C. **Conversores CC-CC Básicos Não Isolados**, 4. ed. Edição dos Autores, 2011.
- BARTSCH, A. G. **Desenvolvimento De Técnicas Analíticas De Sintonia De Controladores Preditivos Aplicadas Ao Acionamento De Motores Síncronos De Ímãs Permanentes**. Tese (Doutorado) – Universidade do Estado de Santa Catarina, 2021.
- BERES, R. N. et al. A Review of Passive Power Filters for Three-Phase Grid-Connected Voltage-Source Converters. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 4, n. 1, p. 54–69, 1 mar. 2016.
- BERNARDES, T. A. **Análise E Controle De Gerador Síncrono A Ímã Permanente Aplicado A Sistema De Conversão De Energia Eólica**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, 2009.
- BOLDEA, I. **Variable Speed Generators**. New York: CRC Press, 2005.
- BOYLE, G. **Renewable energy: power for a sustainable future**. Oxford: Oxford University Press; Milton Keynes, 2012.
- CAMPOS, F. **Geração De Energia A Partir De Fonte Eólica Com Gerador Assíncrono Conectado A Conversor Estático Duplo**. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, 2004.
- CARVALHO, L.P.D. **A potencial sinergia entre a exploração e produção de petróleo e gás natural e a geração de energia eólica offshore: o caso do Brasil**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.
- CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. 5. ed. New York: McGrawHill, 2013
- Charles F. Brush**. Disponível em: <<https://ece.engin.umich.edu/stories/charles-f-brush>>. Acesso em: 9 out. 2023.

COELHO, R. F. **Concepção, Análise e Implementação de Uma Microrrede Interligada À Rede Elétrica Para Alimentação Ininterrupta de Cargas CC a Partir De Fontes Renováveis**. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

COELHO, R. F. **Estudo Dos Conversores Buck e Boost Aplicados ao Rastreamento De Máxima Potência De Sistemas Solares Fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2008.

CRESESB. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=251>. Acesso em: 28 out. 2023.

DOMINGUES, M. S. **Recursos Energéticos E Meio Ambiente**. Disponível em:

<https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4899897/mod_resource/content/1/Recursos%20energ%C3%A9ticos%20e%20meio%20ambiente.pdf>. Acesso em: 14 out. 2023.

DUTRA, R. M. **Energia Eólica - Estado da Arte e Princípios Físicos**. Disponível em:

<[http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Eolica_\(2010_updates\).pdf](http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Eolica_(2010_updates).pdf)>. Acesso em: 19 out. 2023.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. **Fundamentals of Power Electronics**. USA: Springer, 2020.

EULER, A. M. C. **O acordo de Paris e o futuro do REDD+ no Brasil**. Embrapra, 2016.

FISCH, L. B. K. **Modelagem, Controle E Operação De Um Sistema Direct-Drive De Conversão De Energia Eólica De 10 MW**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2021.

GALIZIA, F. R. C. **Geração De Energia A Partir De Fonte Eólica Com Gerador Assíncrono Conectado A Conversor Estático Duplo**. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo. 2004.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energias renováveis: um futuro sustentável. **Revista USP**, n. 72, p. 6, 1 fev. 2007.

GONÇALVES, S. *et al.* **Efeito estufa, suas causas e medidas para amenizar suas consequências**. Disponível em: <<https://wwwp.fc.unesp.br/~lavarda/procie/dez14/>>. Acesso em: 19 out. 2023.

GUIMARÃES, J. S. **Sistema De Conversão De Energia Eólica Interligado À Rede**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Ceará, 2016.

HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems**. 3. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2014.

HOLMES, D. G.; LIPO, T. A. **Pulse Width Modulation For Power Converters: Principles and Practice**. Wiley - IEEE Press, 2003.

IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electric power systems. Institute Of Electrical And Electronics Engineers, 1993.

KAMRAN, M. **Fundamentals of Smart Grid Systems**. United Kingdom: Elsevier, 2022.

KNABBEN, G. C. **Microinversor Fotovoltaico Não Isolado De Dois Estágios**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

KUMAR, D.; CHATTERJEE, K. A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 957–970, mar. 2016.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1281–1291, 2005.

MALINOWSKI, M. et al. Optimized Energy-Conversion Systems for Small Wind Turbines. **IEEE Power Electronics Magazine**, n. September, p. 16–30, 2015.

MENDONÇA, A. J. **Contribuição à Determinação das Reatâncias Não Saturadas de Máquinas Síncronas de Polos Lisos Laminados**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

PEREIRA, M. M. **Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, 2004.

PINTO, M. DE O. **Fundamentos de Energia Eólica**. 1ª edição ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

REBOITA, M. S.; PIMENTA, A. DE P.; NATIVIDADE, U. A. Influência da inclinação do eixo de rotação da Terra na temperatura do ar global. **Terrae Didática**, v. 11, n. 2, p. 67, 23 set. 2015.

REZNIK, A. et al. LCL Filter design and performance analysis for grid-interconnected systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 2, p. 1225–1232, 2014.

RIGHTER, R. W. **Wind energy in America : A History**. Norman, Okla.: University Of Oklahoma Press, 1996.

SABINE, V. R. F. **Estudo Do Conversor Boost Aplicado Ao Processamento Da Energia De Um Gerador Eólico De Pequeno Porte**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2020.

SANCHES, C. B. **Unesp**. Disponível em:

<<https://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/eco2/fontes-de-energia/eolica/>>. Acesso em: 10 out. 2023.
sandro/index.htm>. Acesso em: 01 out. 2023.

SATHYAJITH, M. **Wind Energy - Fundamentals, Resource Analysis and Economics**. Berlin: Springer Science & Business Media, 2006. p. 252.

SCALABRIN, C. R. **Estudo Do Gerador Síncrono De Ímãs Permanentes Para Uso Em Geração Eólica**. Universidade do Estado de Santa Catarina, 2016.

SCHMIDT, F. H. G.; SPERANDIO, M.; NEY, R. C. **Avaliação Do Impacto De Distorções Harmônicas Causadas Por Sistemas Fotovoltaicos No Fator De Potência Da Rede Elétrica De Distribuição**. In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2022

SHEPHERD, D. G. **Historical development of the windmill**. National Aeronautcs and Space Administration: NASA, 1990. p. 47.

SILVA, I. V. G. DA. **Previsão de Vento para Geração de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2010.

SOUZA, K. C. A. de. **Estudo E Otimização De Conversores Estáticos Utilizados Em Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Elétrica Comercial**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.

STROSKI, P. N. **Turbinas Darrieus**. Disponível em:

<<https://www.electricalibrary.com/2019/03/12/turbinas-darrieus/#:~:text=Ao%20contr%C3%A1rio%20das%20turbinas%20e%C3%B3licas%20de%20eixo%20horizontal%2C>>. Acesso em: 16 out. 2023.

TELLES, M. **Brasil adere à iniciativa global de expansão da eólica offshore**. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/brasil-adere-a-iniciativa-global-de-expansao-da-eolica-offshore/>>. Acesso em: 27 fev. 2024.

TIBOLA, G. **Sistema eólico de pequeno porte para geração de energia elétrica com rastreamento de máxima potência**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.

WALKER, J.; HALLIDAY, D.; RESNICK, R. **Fundamentos De Física Mecânica - Volume 1**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008.

WALKER, J.; HALLIDAY, D.; RESNICK, R. **Fundamentos De Física Mecânica - Volume 2**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008.

YARAMASU, V. et al. High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies. **Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE**, v. 103, n. 5, maio 2015.

ZHANG, X. et al. Maximum power point tracking algorithms for wind power generation system: Review, comparison and analysis. **Energy Science & Engineering**, out. 2022.

ANEXO A – PROJETO CONVERSOR BOOST EM SITUAÇÃO DE FUNCIONAMENTO CRITICO

Para a escolha do indutor, devemos considerar a situação crítica do funcionamento, onde ocorrerá o maior valor de L. Pode-se compara no ANEXO B que o valor de L necessário para funcionamento em potência nominal é menor.

Projeto do Conversor Boost

Situação Crítica de Operação

1. Especificações:

$V_{in} := 130V$	Tensão de entrada
$V_o := 400V$	Tensão de saída
$f_s := 50000Hz$	Frequência de comutação
$P_o := 300W$	Potência de saída
$\Delta_{iL}\% := 20\%$	Ondulação percentual de corrente
$\Delta_{vC}\% := 1\%$	Ondulação percentual de tensão

2. Razão cíclica:

$G := \frac{V_o}{V_{in}} = 3.077$	Ganho estático
$D := \frac{(G-1)}{G} = 0.675$	Razão cíclica

2. Componentes:

$I_L := \frac{P_o}{V_{in}} = 2.308A$	Valor médio da corrente no indutor
$\Delta_{iL} := \Delta_{iL}\% \cdot I_L = 0.462A$	Ondulação da corrente no indutor

$L := \frac{V_{in} \cdot D}{f_s \cdot \Delta_{iL}} = 3.803 \times 10^{-3} H$	Valor da indutância mínima a ser escolhida
--	--

ANEXO B – PROJETO CONVERSOR BOOST EM POTENCIA NOMINAL

Projeto do Conversor Boost

1. Especificações:

$V_{in} := 275V$	Tensão de entrada
$V_o := 400V$	Tensão de saída
$f_s := 50000Hz$	Frequência de comutação
$P_o := 6000W$	Potência de saída
$\Delta_{iL\%} := 20\%$	Ondulação percentual de corrente
$\Delta_{vC\%} := 1\%$	Ondulação percentual de tensão

2. Razão cíclica:

$G := \frac{V_o}{V_{in}} = 1.455$	Ganho estático
$D := \frac{(G - 1)}{G} = 0.313$	Razão cíclica
$T_s := \frac{1}{f_s} = 2 \times 10^{-5} s$	Periodo de comutação

3. Componentes:

$I_L := \frac{P_o}{V_{in}} = 21.818A$	Valor médio da corrente no indutor
$\Delta_{iL} := \Delta_{iL\%} \cdot I_L = 4.364A$	Ondulação da corrente no indutor
$L_1 := \frac{V_{in} \cdot D}{f_s \cdot \Delta_{iL}} = 3.939 \times 10^{-4} H$	Valor da indutância
$\Delta_{vC} := \Delta_{vC\%} \cdot V_o = 4V$	Ondulação da tensão do capacitor
$I_o := \frac{P_o}{V_o} = 15A$	Corrente média na saída

$$I_{inM\acute{a}x} := \frac{I_o}{(1 - D)} + \frac{\Delta_{iL}}{2} = 24 \text{ A} \quad \text{Corrente m\acute{a}xima no indutor}$$

Chave :

$$I_{Sm} := I_L \cdot D = 6.818 \text{ A} \quad \text{Corrente m\acute{e}dia na chave}$$

$$I_{Sef} := I_L \cdot \sqrt{D} = 12.197 \text{ A} \quad \text{Corrente eficaz na chave}$$

$$I_{Sm\acute{a}x} := I_{inM\acute{a}x} = 24 \text{ A} \quad \text{Corrente m\acute{a}xima na chave}$$

$$V_{Sm\acute{a}x} := V_o = 400 \text{ V} \quad \text{Tens\~{a}o m\acute{a}xima na chave}$$

Diodo :

$$I_{Dm} := I_L \cdot (1 - D) = 15 \text{ A} \quad \text{Corrente m\acute{e}dia no diodo}$$

$$I_{Def} := I_L \cdot \sqrt{1 - D} = 18.091 \text{ A} \quad \text{Corrente eficaz no diodo}$$

$$I_{Dm\acute{a}x} := I_{inM\acute{a}x} = 24 \text{ A} \quad \text{Corrente m\acute{a}xima no diodo}$$

$$V_{Dm\acute{a}x} := V_o = 400 \text{ V} \quad \text{Tens\~{a}o m\acute{a}xima no diodo}$$

Indutor :

$$I_{inM\acute{a}x} := \frac{I_o}{(1 - D)} + \frac{\Delta_{iL}}{2} = 24 \text{ A} \quad \text{Corrente m\acute{a}xima no indutor}$$

$$I_{inMin} := \frac{I_o}{(1 - D)} - \frac{\Delta_{iL}}{2} = 19.636 \text{ A} \quad \text{Corrente m\acute{a}xima no indutor}$$

$$I_{in.ef} := \sqrt{I_{Sef}^2 + I_{Def}^2} = 21.818 \text{ A} \quad \text{Corrente eficaz no indutor}$$

ANEXO C – PROJETO DO INVERSOR

Projeto dos elementos passivos e dos controladores do inversor conectado à rede elétrica

$$j := \sqrt{-1}$$

$$V_{cc} := 400V$$

$$P_o := 6kW$$

$$V_p := 311V$$

$$f_s := 50kHz$$

$$I_p := \frac{2 \cdot P_o}{V_p} = 38.585 A$$

$$\Delta i_{Lmax} := \frac{40}{100} \cdot I_p = 15.434 A$$

$$L := \frac{V_{cc}}{8 \cdot f_s \cdot \Delta i_{Lmax}} = 64.792 \cdot \mu H$$

$$L_1 := L = 64.792 \cdot \mu H$$

$$L_2 := L = 64.792 \cdot \mu H$$

$$f_{rede} := 60Hz$$

$$\omega_{rede} := 2 \cdot \pi \cdot f_{rede} = 376.991 \frac{1}{s}$$

$$\omega_s := 2 \cdot \pi \cdot f_s = 3.142 \times 10^5 \frac{1}{s}$$

$$\omega_R := \frac{\omega_s}{10} = 3.142 \times 10^4 \frac{1}{s}$$

$$\frac{\omega_R}{\omega_s} = 0.1 \quad \frac{\omega_R}{\omega_{rede}} = 83.333$$

$$C_f := \frac{2}{\omega_R^2 \cdot L} = 31.276 \cdot \mu F$$

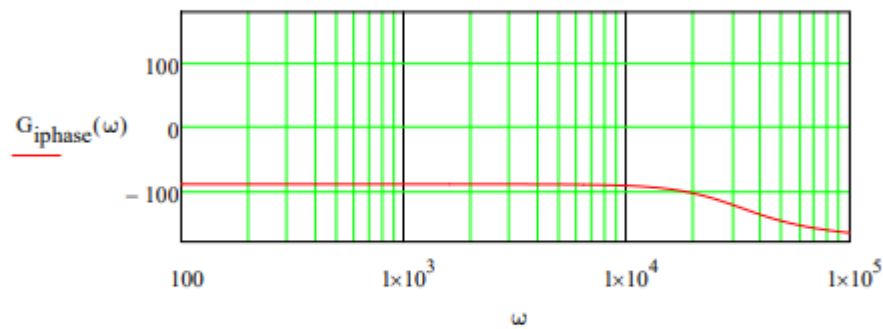
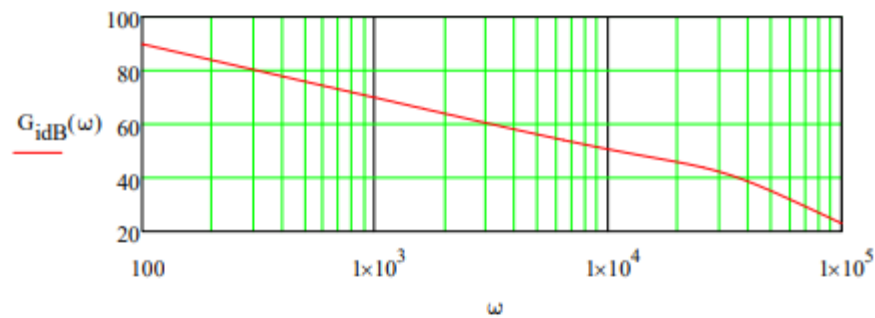
$$R_d := \sqrt{\frac{L_1}{C_f}} = 1.439 \Omega$$

Controle da corrente injetada na rede elétrica

$$G_i(\omega) := V_{cc} \cdot \frac{(j \cdot \omega \cdot R_d \cdot C_f + 1)}{(j \cdot \omega) \cdot (L_1 + L_2)} \cdot \frac{\left(\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2 \cdot C_f} \right)}{\left[(j \cdot \omega)^2 + (j \cdot \omega) \cdot R_d \cdot \left(\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2} \right) + \left(\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2 \cdot C_f} \right) \right]}$$

$$G_{idB}(\omega) := 20 \cdot \log \left(\left| G_i(\omega) \right| \frac{1}{A} \right)$$

$$G_{iphas}(\omega) := \frac{180}{\pi} \cdot \arg(G_i(\omega))$$



$$k_i := 1 \frac{V}{A}$$

$$k_{pwm} := 1 \frac{V}{V}$$

$$\text{FTLA}_{\text{nc}}(\omega) := k_{\text{pwm}} \cdot k_i \cdot G_i(\omega)$$

$$\omega_c := 2 \cdot \pi \cdot 4000 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 2.513 \times 10^4 \frac{1}{\text{s}}$$

$$M_f := \frac{\pi}{180} \cdot 60 = 1.047$$

Controlador PI

$$\omega_z := \frac{\omega_c}{\tan\left(M_f - \frac{\pi}{2} - \arg(\text{FTLA}_{\text{nc}}(\omega_c))\right)} = 2.721 \times 10^3 \frac{1}{\text{s}}$$

$$\tau_z := \frac{1}{\omega_z} = 367.574 \cdot \mu\text{s}$$

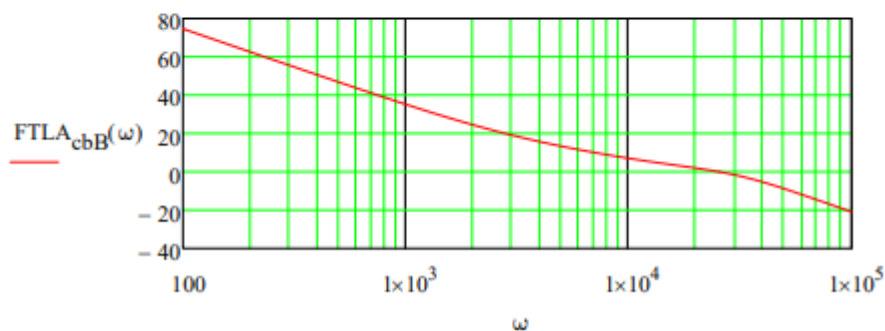
$$k_c := \frac{\omega_c}{\sqrt{\omega_c^2 + \omega_z^2} \cdot |\text{FTLA}_{\text{nc}}(\omega_c)|} = 6.365 \times 10^{-3} \frac{1}{\text{V}}$$

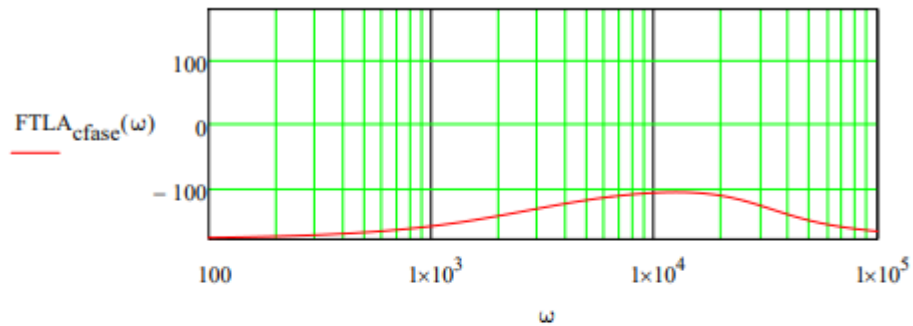
$$C_i(\omega) := k_c \cdot \left(\frac{j \cdot \omega + \omega_z}{j \cdot \omega} \right)$$

$$\text{FTLA}_c(\omega) := \text{FTLA}_{\text{nc}}(\omega) \cdot C_i(\omega)$$

$$\text{FTLA}_{\text{cbB}}(\omega) := 20 \cdot \log(|\text{FTLA}_c(\omega)|)$$

$$\text{FTLA}_{\text{cfase}}(\omega) := \frac{180}{\pi} \cdot \arg(\text{FTLA}_c(\omega))$$





Controle da tensão do barramento CC

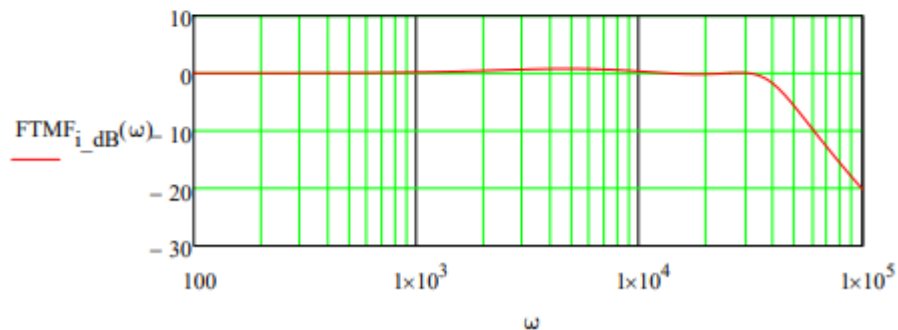
$$\Delta V_{\%} := \frac{1}{100}$$

$$C_{\text{bus}} := \frac{P_o}{4 \cdot \pi f_{\text{rede}} \cdot V_{\text{cc}}^2 \cdot \Delta V_{\%}} = 4.974 \times 10^3 \cdot \mu\text{F}$$

$$G_v(\omega) := \frac{V_p}{j \cdot \omega \cdot 2 \cdot V_{\text{cc}} \cdot C_{\text{bus}}}$$

$$\text{FTMF}_i(\omega) := \frac{k_{\text{pwm}} \cdot G_i(\omega) \cdot C_i(\omega)}{1 + k_i \cdot (k_{\text{pwm}} \cdot G_i(\omega) \cdot C_i(\omega))}$$

$$\text{FTMF}_{i_dB}(\omega) := 20 \cdot \log(|\text{FTMF}_i(\omega)| \cdot \Omega)$$



$$k_V := 1 \frac{V}{V}$$

$$FTLA_{nc}(\omega) := \frac{1}{k_i} \cdot k_V \cdot G_V(\omega)$$

$$\omega_c := 2 \cdot \pi \cdot 6 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 37.699 \frac{1}{\text{s}}$$

$$M_f := \frac{\pi}{180} \cdot 60 = 1.047$$

Controlador PI

$$\omega_z := \frac{\omega_c}{\tan\left(M_f - \frac{\pi}{2} - \arg(FTLA_{nc}(\omega_c))\right)} = 21.766 \frac{1}{\text{s}}$$

$$\tau_z := \frac{1}{\omega_z} = 45.944 \cdot \text{ms}$$

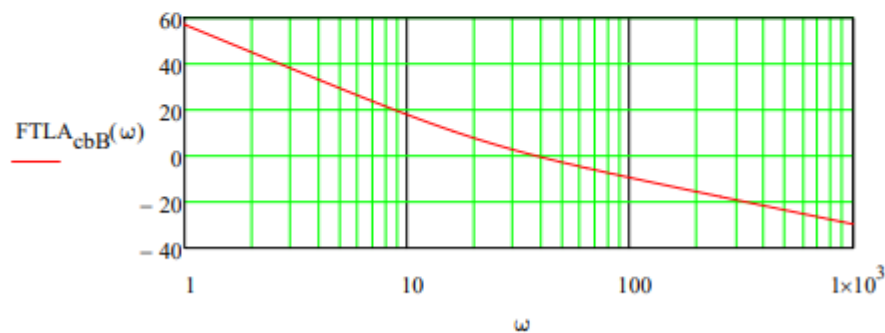
$$k_c := \frac{\omega_c}{\sqrt{\omega_c^2 + \omega_z^2} \cdot |FTLA_{nc}(\omega_c)|} = 0.418$$

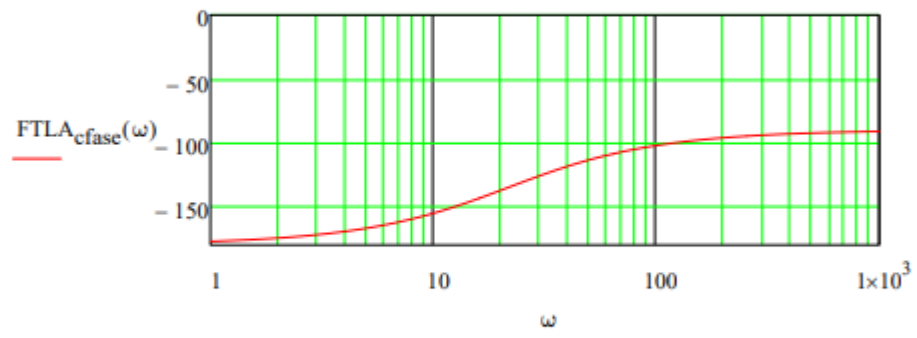
$$C(\omega) := k_c \cdot \left(\frac{j \cdot \omega + \omega_z}{j \cdot \omega} \right)$$

$$FTLA_c(\omega) := FTLA_{nc}(\omega) \cdot C(\omega)$$

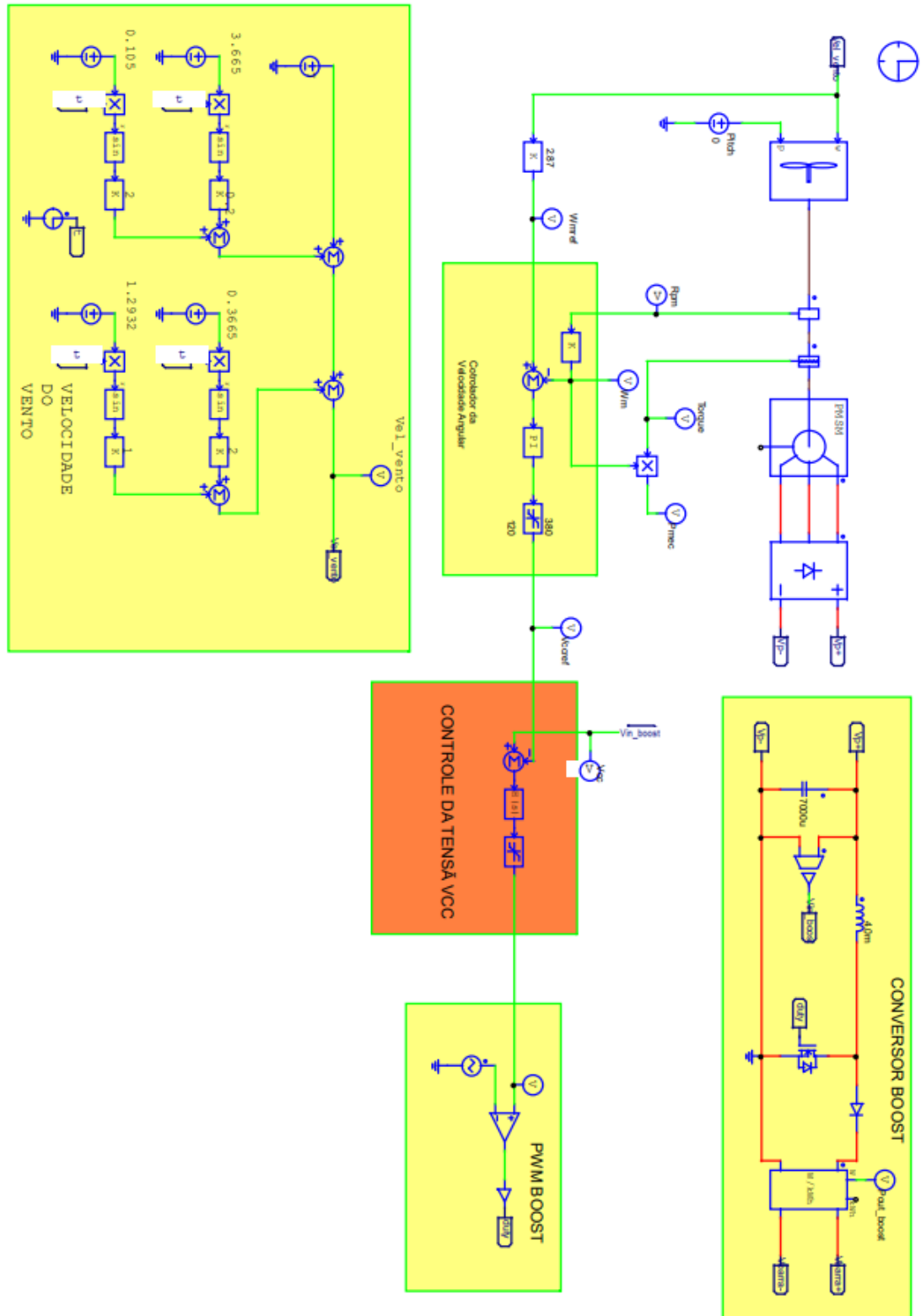
$$FTLA_{cbB}(\omega) := 20 \cdot \log(|FTLA_c(\omega)|)$$

$$FTLA_{cfase}(\omega) := \frac{180}{\pi} \cdot \arg(FTLA_c(\omega))$$

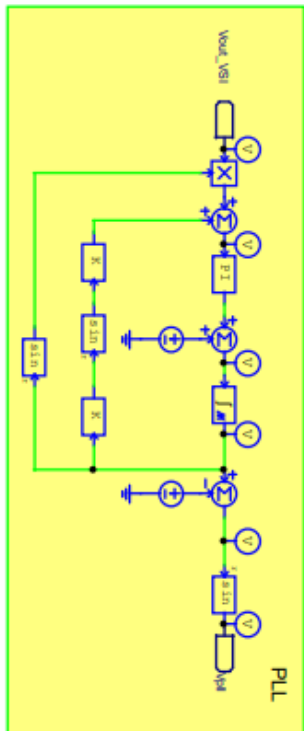
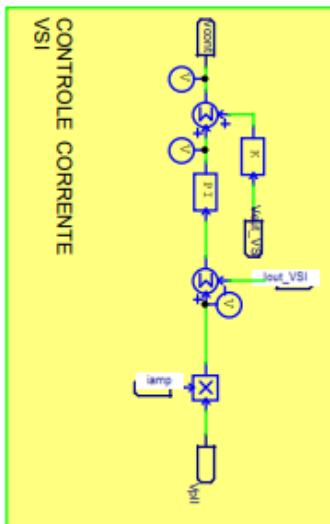
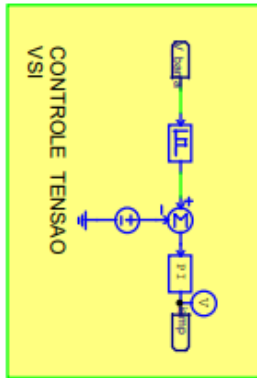
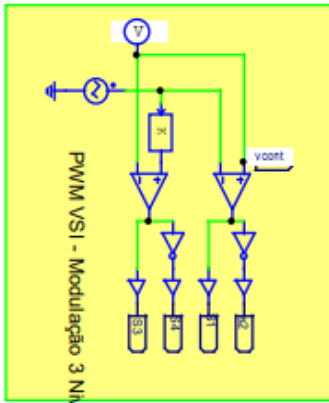
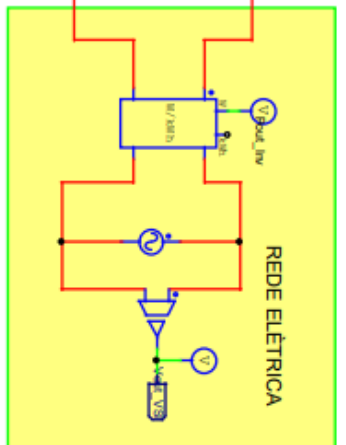
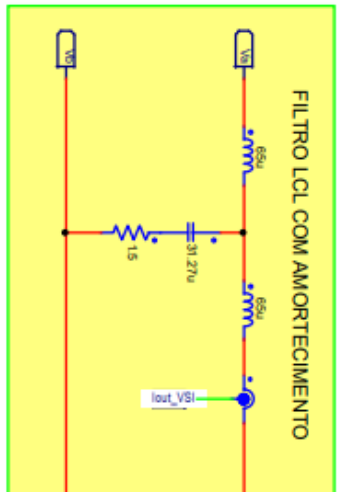
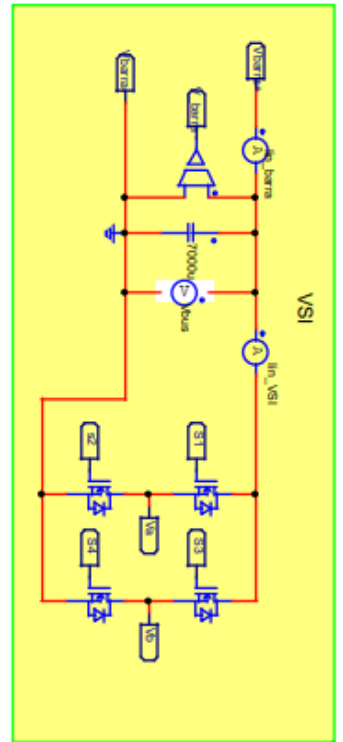




ANEXO D – DIAGRAMA DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA COMPLETO NO PSIM



Title	
Designed by	
Revision	
Page 1 of 2	



Title	
Designed by	
Revision	
Page 2 of 2	