

Jerônimo Vilaverde

**Modelagem e Controle de um Sistema de
Conversão de Energia Eólica com
Gerador Síncrono de Íma Permanente**

Alegrete, RS

5 de dezembro de 2019

Jerônimo Vilaverde

Modelagem e Controle de um Sistema de Conversão de Energia Eólica com Gerador Síncrono de Íma Permanente

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Máquinas Elétricas e Controle de Sistemas, da Universidade Federal do Pampa (Unipampa, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

Universidade Federal do Pampa – Unipampa

Curso de Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Do. Felipe Bovolini Grigoletto

Alegrete, RS

5 de dezembro de 2019

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

V695m Vilaverde, Jerônimo Dorneles Silva
Modelagem e Controle de um Sistema de Conversão de Energia
Eólica com Gerador Síncrono de Íma Permanente / Jerônimo
Dorneles Silva Vilaverde.

100 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2019.

"Orientação: Felipe Bovolini Grigoletto".

1. Turbina Eólica com Gerador Síncrono de Imã Permanente.
2. MPPT por Conjugado Ótimo. 3. Controladores PI. 4.
Conversores de Dois Níveis . 5. Série Temporal do Vento. I.
Título.

JERONIMO DORNELES SILVA VILAVERDE

**MODELAGEM E CONTROLE DE UM SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA COM
GERADOR DE SÍNCRONO DE ÍMAS PERMANENTES**

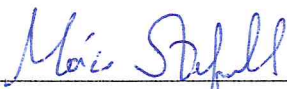
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 26 de Novembro de 2019.

Banca examinadora:



Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto
Orientador



Prof. Dr. Márcio Stefanello
UNIPAMPA



Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva UNIPAMPA

*Dedico este trabalho ao meu orientador,
professor Felipe Grigoletto que me guiou
durante todo esse processo bem como
ao professor Marcelo Durgante
que também foi um grande colaborador.*

*A meus pais Leonel e Rosane,
minha avó Elaine Maria,
minha sogra Luci Mare,
minha namorada Daniele e meus filhos
Bernardo e Gabriela por todo o auxílio
despendido, sem vocês este trabalho não existiria.*

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a Deus por me permitir chegar até aqui e fornecer todas as faculdades e habilidade que me ajudaram a percorrer esse longo caminho vencendo todos os obstáculos.

Agradeço a meus pais, Rosane e Leonel, que tiveram a paciência de esperar que todo o investimento em minha educação frutificasse e minha vó Elaine Maria pelas numerosas preces e a torcida incessante.

Agradeço a minha namorada Daniele e meus filhos Bernardo e Gabriela pelo apoio incondicional, o imenso amor e todo o suporte e auxílio despendido a mim para que eu pudesse concluir essa tarefa. Agradeço principalmente pela paciência, de minha namorada que se desdobrava em várias para que eu pudesse manter o foco em minha vida acadêmica, e dos meus filhos, que refreavam suas saudades e desejos, compreendendo a minha necessidade de afastamento momentâneo. Agradeço em especial minha sogra Luci que esteve sempre pronta para lagar todas as suas obrigações e ficar com seus netos pelo tempo que fosse necessário.

Agradeço ao meu excelente mestre e orientador, professor Felipe Grigoletto por ter me guiado, auxiliado com paciência, receptividade e um verdadeiro espírito de educador. Sabias o momento certo de ajudar e o de instigar a pesquisa e o estudo.

Agradeço a meu grande amigo e professor Marcelo Durgante, que também foi de extrema importância para que esse trabalho fosse concluído. Me inspirou a ser o melhor possível sempre, pelo exemplo vivo do excelente professor que é.

Agradeço a todos os colegas e amigos que durante toda essa jornada estiveram me acompanhando e ajudando até a minha graduação. Em especial agradeço a meu cachorrinho Lucky que esteve fielmente ao meu lado madrugadas a dentro enquanto esse TCC era feito. Lucky, foste um grande amigo.

A todos que de alguma maneira edificaram o caminho que me trouxe até aqui, realizando esse trabalho de conclusão.

*“O segredo da vitória,
em todos os setores da vida,
permanece na arte de aprender,
imaginar, esperar e fazer
mais um pouco.” (Chico Xavier)*

Resumo

Este trabalho de conclusão aborda a análise e o controle de um gerador síncronos de imã permanente diretamente acoplados ao rotor de turbinas eólicas para a conversão de energia do vento. Assim, propõe-se, uma metodologia de controle visando extrair a máxima potência possível através do controle das correntes e da velocidade do gerador por parte do retificador. Implementa-se então, um modelo completo Matlab/Simulink que simule a turbina eólica, de forma a obter-se à potência mecânica e o torque mecânico aplicado ao eixo do rotor. Simula-se também o gerador síncrono em modelo dq, demonstrando-se o controle que o retificador tem sobre as correntes do gerador, e obtendo-se sua potência elétrica e torque elétrico. O método de rastreamento de máxima potência que fornece uma valor de referência de corrente para os controladores, de forma a operar-se no ponto ótimo também é simulado, bem como os controladores de corrente do gerador, que simulam o controle do retificador sobre i_d e i_q e o acoplamento da turbina com a rede, que utiliza dois conversores de potência de dois níveis que operam um como retificador e outro como inversor, de forma a controlar-se a tensão sobre o capacitor, cujo valor deve ser superior a tensão na rede para evitar-se um fluxo de potência contrário. Finalmente simula-se a imposição do valor da tensão que a rede realiza sobre o inversor. Para aprofundar o modelo proposto, utiliza-se de uma velocidade do vento de dois componentes, um simulando o comportamento do vento a longo prazo e outro a turbulência e aleatoriedade presentes no comportamento a curto prazo. Por fim, apresenta-se os resultados da simulação, demonstrando o bom desempenho do sistema perante o vento proposto, e do sistema de controle e rastreamento que garante a máxima potência durante todo o processo.

Palavras-chave: Turbina eólica, gerador síncrono de imã permanente, conjugado ótimo, controlador PI, conversor de dois níveis, vento turbulento.

Abstract

This term paper addresses the analysis and control of permanent magnet synchronous generators directly coupled to wind turbines' rotors for wind energy conversion. Thus, a control methodology is proposed aiming to extract the maximum power possible through the control of the generator's currents and speed by the rectifier. A complete model is then implemented in the Matlab / Simulink software to simulate the wind turbine in order to obtain the mechanical power and the mechanical torque printed on the rotor shaft. The synchronous generator dq model is also simulated, demonstrating the control that the rectifier has over the generator currents, and obtaining its electric power and electrical torque. The maximum power tracking method that provides a current reference value for the generator to operate at the optimum point is also simulated, as well as the generator current controllers, which simulate rectifier control over i_d and i_q and the turbine coupling with the grid, which uses two two-level power converters that operate one as a rectifier and other as an inverter, in order to control the voltage on the capacitor, whose value must be higher than the voltage on the grid to avoid an opposite power flow. Finally the imposition of the voltage value realized by the grid on the inverter is also simulated. To deepen the proposed model, we use a two-component wind velocity, one simulating the long-term wind behavior and the other the turbulence and randomness present in the short-term behavior. Finally, the simulation results are presented, demonstrating the good performance of the proposed wind system, and the control and tracking system that ensures maximum power throughout the process.

Key-words: Wind turbine, permanent magnet synchronous generator, optimal torque, PI controller, two-level converter, turbulent wind.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Arquiteturas de Turbinas Eólicas	25
Figura 2 – Componentes da turbina.	31
Figura 3 – Vento entre a turbina.	32
Figura 4 – Demonstração do Limite de Betz.	35
Figura 5 – Forças atuantes no perfil da hélice.	37
Figura 6 – Forças atuantes nas hélice de um rotor em movimento	39
Figura 7 – Velocidades e ângulos de um aerogerador em movimento	40
Figura 8 – Exemplo de coeficiente de potência para vários ângulos de passo.	42
Figura 9 – Coeficientes de potência para diversos ângulos de passo.	44
Figura 10 – Modelo Completo do Sistema da Turbina.	46
Figura 11 – Diagrama Elétrico do Gerador Síncrono de Imã Permanente	48
Figura 12 – Eixos Magnéticos do Gerador Síncrono.	50
Figura 13 – Relação entre as Coordenadas ABC e DQ.	51
Figura 14 – Diagrama Elétrico Equivalente dq do Gerador	53
Figura 15 – Modelo Completo do Acoplamento do Eixo.	55
Figura 16 – Modelo do Acoplamento da Turbina com o PMSG.	56
Figura 17 – Conversores de Potência do Lado da Rede.	57
Figura 18 – Curva da Potência Mecânica pela Velocidade Angular Mecânica.	66
Figura 19 – Diagrama Elétrico Dq do PMSG	69
Figura 20 – Função de Transferência do Controlador PI	71
Figura 21 – Planta da Corrente i_d do Inversor com o Controlador PI	74
Figura 22 – Demonstração Do Modelo Teórico	76
Figura 23 – Modelo Completo do Sistema no Simulink.	77
Figura 24 – Bloco da Turbina.	78
Figura 25 – Bloco de Cálculo do TSR	78
Figura 26 – Cálculo do Coeficiente de Potência no Simulink.	79
Figura 27 – Simulação do Acoplamento entre o Rotor da Turbina e o PMSG.	80
Figura 28 – Bloco de Simulação do Gerador Síncrono.	81
Figura 29 – Bloco de Simulação das Correntes do Gerador Síncrono.	82
Figura 30 – Bloco Interno de Simulação do PMSG.	83
Figura 31 – Bloco do Cálculo do K Ótimo	84
Figura 32 – Bloco do Cálculo do Valor de Referência	85
Figura 33 – Bloco com os Controladores de Corrente do Gerador	86
Figura 34 – Bloco com o Barramento CC	87
Figura 35 – Controladores das Correntes do Inversor	88
Figura 36 – Blocos que Calculam as Correntes do Inversor	88

Figura 37 – Série Temporal do Vento.	90
Figura 38 – Curvas das Referências Calculadas.	91
Figura 39 – Forma de Onda do Coeficiente de Potência.	91
Figura 40 – Forma de Onda da Velocidade de Ponta de Pá.	92
Figura 41 – Desempenho do Método de Rastreamento de Máxima Potência.	92
Figura 42 – Forma de Onda da Potência e do Torque Mecânico.	93
Figura 43 – Forma de Onda das Correntes do Gerador.	93
Figura 44 – Forma de Onda das Correntes do Gerador em Coordenadas ABC.	94
Figura 45 – Desempenho do Mppt pela Análise da Corrente I_q do gerador.	94
Figura 46 – Referências de Tensões Fornecidas ao Gerador.	94
Figura 47 – Potência e Torque Elétrico no Gerador	95
Figura 48 – Relação de Potência da Turbina	95
Figura 49 – Velocidade Rotacional Angular Desenvolvida pelo Gerador	95
Figura 50 – Tensão sobre o Capacitor do Barramento CC	96
Figura 51 – Forma de Onda das Correntes do Inversor	96
Figura 52 – Correntes do Inversor em Coordenadas ABC	97
Figura 53 – Potência do Retificador e do Inversor	97
Figura 54 – Ação de Controle do Controlador PI da Tensão	97
Figura 55 – Ação de Controle do Controlador PI de Corrente do Inversor	98

Lista de tabelas

Tabela 1 – Constantes experimentais	43
Tabela 2 – Parâmetros Mecânicos da Turbina Eólica	89
Tabela 3 – Parâmetros Elétricos do Gerador	89
Tabela 4 – Parâmetros dos Controladores PI	89
Tabela 5 – Parâmetros do Conversor Atuando como Inversor	90

Lista de abreviaturas e siglas

DD	Acoplamento direto (do inglês <i>direct-drive</i>).
SCIG	Gerador de indução gaiola de esquilo (do inglês <i>Squirrel Cage Induction Generator</i>).
WRIG	Gerador de indução de rotor bobinado (do inglês <i>Wound Rotor Induction Generator</i>).
DFIG	Gerador de indução duplamente alimentado (do inglês <i>Doubly Fed Induction Generator</i>).
TSR	Velocidade de ponta de pá. (do inglês <i>Tip Speed Ratio</i>).
PMSG	Gerador síncrono de imã permanente (do inglês <i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>).
Controlador PI	Controlador Proporcional integral.
MPPT	Método de rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês <i>Maximum Power Point Tracking</i>).
Drag	Força de arrasto.
Lift	Força de sustentação.
Twist	Forma torcida.
Blade Element Method	Métodos de elemento de lâmina.
Data fields	Campo de dados.
Power Computation	Computação de potência.
Stall	Controle por estol.
Pitch	Controle pelo ângulo de passo, ou embandeiramento.
AEP	Produção anual de energia (do inglês <i>Annual Energy Production</i>).
Six Switch Converter	Conversor de seis chaves, também chamado de conversor de dois níveis.
FBL	Linearização por realimentação (do inglês (<i>Feedback linearization</i>))

Lista de símbolos

m	Massa em (K_g).
v	Velocidade em (m/s).
p_r	Pressão atmosférica em (atm).
$\frac{d}{dt}$	Derivada em relação ao tempo.
ρ	Massa específica do ar ou densidade do ar em (K_g/m^3).
z	Altura em relação à um referencial (m).
g	Aceleração da gravidade em (m/s^2)
A	Área varrida pelas pás ou área do rotor (m^2)
v_o	Volume de um corpo em (m^3)
C_p	Coefficiente de potência absorvida pelo rotor.
p	Potência em Watts (W)
\dot{m}	Vazão Mássica em (K_g/s)
F	Força que o vento exerce sobre o rotor em (N)
F_x	Força de arrasto em (N)
F_y	Força de sustentação (N)
λ	Velocidade de ponta de pá.
β	Ângulo de passo da turbina ($^\circ$).
α	Ângulo de ataque da turbina ($^\circ$).
C_x	Coefficiente de arrasto.
C_y	Coefficiente de sustentação.
φ	Ângulo relativo ($^\circ$).
F_u	Força útil (N).
F_a	Força axial (N).
P_u	Potência útil (N).

P_a	Potência axial (N).
η_a	Rendimento aerodinâmico
r	Raio da turbina (m)
V_w	Velocidade do vento (m/s)
ω	Velocidade angular da turbina (rad/s).
ω_m	Velocidade angular mecânica (rad/s).
ω_e	Velocidade angular elétrica (rad/s).
ω_{nom}	Velocidade angular nominal (rad/s).
P_m	Potência mecânica em (W)
\mathcal{T}_m	Torque mecânico em (N.m)
λ_i	Variável interna do cálculo de C_p .
λ_{opt}	Velocidade de ponta de pá ótima.
$V_{(a,b,c)}$	Tensões do gerador em coordenadas abc em (V)
$i_{(a,b,c)}$	Correntes do gerador em coordenadas abc em (V)
$\psi_{(a,b,c)}$	Fluxos magnéticos nas fases em (W_b)
R_s	Resistência síncrona do gerador em (Ω).
$L_{(a,b,c)}$	Indutâncias nas fases do gerador em (H).
$M_{(ab,bc,ac)}$	Indutâncias mútuas entre as fases em (H).
ψ_{pm}	Fluxos magnético acoplado permanente em (W_b).
$\psi_{pm(a,b,c)}$	Fluxos magnéticos acoplados nas fases em (W_b).
L_o	Indutância própria em (H)
L_o	Indutância mútua em (H)
θ_e	Ângulo elétrico ($^\circ$).
T_{dq0}	Transformada de Park.
V_d	Tensão direta do gerador síncrono em (V).
V_q	Tensão em quadratura do gerador síncrono em (V).

i_d	Corrente direta do gerador síncrono em (V).
i_q	Corrente em quadratura do gerador síncrono em (V).
V_d	Tensão direta em (V).
V_q	Tensão em quadratura em (V).
ψ_d	Fluxo magnético direto no gerador em (W_b).
ψ_q	Fluxo magnético em quadratura do gerador em (W_b).
$\psi_{d_{pm}}$	Fluxo magnético acoplado direto em (W_b).
$\psi_{q_{pm}}$	Fluxo magnético acoplado em quadratura do gerador em (W_b).
P_e	Potência Elétrica do gerador em (W).
P_{cu}	Potência dissipada pela resistência do estador ou perdas no cobre (W).
P_{te}	Taxa de variação da energia acumulada nas indutâncias do gerador em (W).
P_g	Potência elétrica gerada pelo gerador (W).
\mathcal{T}_e	Torque Elétrico do gerador em (N.m).
\mathcal{T}_{ef}	Conjugado de excitação de campo magnético em (N.m).
\mathcal{T}_{er}	Conjugado de relutância em (N.m).
$v_{(1,2,3)}(t)$	Tensões na saída do inversor em (V).
$u_{(a,b,c)}(t)$	Tensões na rede elétrica em (V).
$v'_{(1,2,3)}(t)$	Tensão na entrada do retificador em (V).
$u'_{(a,b,c)}(t)$	Tensões na saída do gerador (V).
$v_{L(1,2,3)}(t)$	Tensões nas indutâncias da rede (V).
$v_{R(1,2,3)}(t)$	Tensões nas resistências da rede (V).
$V_d(S)$	Tensão direta na saída do inversor no domínio da frequência (V).
$V_q(S)$	Tensão em quadratura na saída do inversor no domínio da frequência (V).
$U_d(S)$	Tensão direta na rede elétrica no domínio da frequência (V).
$U_q(S)$	Tensão em quadratura na rede elétrica no domínio da frequência (V).

$I_d(S)$	Corrente direta na saída do inversor no domínio da frequência (A).
$I_q(S)$	Corrente em quadratura na saída do inversor no domínio da frequência (A).
P_{inv}	Potência elétrica no inversor em (W).
P_{ret}	Potência elétrica no retificador em (W).
E_{cap}	Energia no capacitor (N).
V_c	Tensão no capacitor (V).
P_{cap}	Potência elétrica no capacitor em (W).
\mathcal{T}_{m-opt}	Torque mecânico ótimo em ($N.m$).
K_{opt}	Constante Ótima.
N_p	Número de Pólos do gerador.
C_{ae}	Coefficiente de atrito.
J	Momento De Inércia em ($K_g.m^2$).
i_q^*	Corrente em quadratura de referência (A).
P_{nom}	Potência nominal do gerador (W).
$\mathcal{T}_{e_{max}}$	Torque elétrico máximo do gerador ($N.m$).
$P_{e_{max}}$	Potência elétrica máxima (W).
P_{nom}	Potência nominal do gerador síncrono (W).
K_p	Ganho proporcional dos conversores PI.
K_i	Ganho integral dos conversores PI.
$G(S)$	Função de transferência.
ζ	Amortecimento do Sistema.
ω_b	Banda passante do controlador do gerador.
$\omega_{b_{ic}}$	Banda passante do controlador de corrente do inversor.
$\omega_{b_{it}}$	Banda passante do controlador de tensão do inversor.
f_{rede}	Frequência da rede elétrica em (Hz).

L_i	Indutância do inversor em (H).
R_i	Resistência do inversor em (Ω).
C_{cp}	Valor do capacitor do barramento CC (F).
V_c	Tensão sobre o capacitor do barramento CC (V).
f_w	Distribuição de Weibull.
v_a	Valor médio da distribuição de Weibull.
k_v	fator de forma da distribuição de Weibull.
Γ	Função Gamma.
\bar{v}	Componente da velocidade do vento referente a distribuição de Rayleigh em (m/s).
f_r	Distribuição de Rayleigh (V).
N_h	Número de horas em um ano que se amostra a velocidade do vento.
AEP	Produção anual de energia elétrica.
$v_{cut_{off}}$	Máxima velocidade do vento em que a turbina permanece conectada à rede.
$v_{cut_{in}}$	Velocidade do vento de entrada, a partir da qual a turbina pode gerar energia.
r	Variável aleatória da distribuição de Rayleigh.
$\sigma(v_t)$	Desvio padrão da turbulência.
k_{v_σ}	Coefficiente de turbulência longitudinal.
v_t	Componente turbulenta da velocidade do vento.
$G_{karman}(s)$	Ganho do filtro de von Karman.
T_f	Constante de tempo utilizado no filtro de von Karman.
L	Constante de comprimento de turbulência.
H_t	Altura da turbina em (m).
$B(X, Y)$	Função de Euler.
$\hat{G}_{karman}(S)$	Função de transferência do filtro de von Karman.
τ_{ω_n}	Variável randômica.

Sumário

1	Introdução	20
1.0.1	Motivação e Contextualização	21
1.1	Turbinas Eólicas	21
1.1.1	Turbinas De Eixo Vertical	21
1.1.2	Turbinas De Eixo Horizontal	22
1.1.3	Caixa Multiplicadora E Acoplamento Direto	22
1.2	Geradores Elétricos	23
1.2.1	Arquiteturas De Aerogeradores	24
1.3	Gerador Síncrono Diretamente Acoplado Ao Rotor	26
1.4	Metodologia	27
1.5	Objetivos	27
1.5.1	Objetivo Geral	27
1.5.2	Objetivo Específico	27
1.6	Organização do documento	28
2	Modelagem Matemática do Sistema de Geração De Energia Eólica	29
2.1	Introdução	29
2.2	Componentes Da Turbina Eólica	29
2.3	Modelo da Turbina	30
2.3.1	Energias em um Sistema Eólico	31
2.3.2	Implementação do Modelo da Turbina Eólica pela Equação de Bernoulli	32
2.3.3	Potência Mecânica	33
2.3.4	Lei de Betz	35
2.4	Coefficiente de Potência Real	35
2.4.1	Forças Aerodinâmicas Nas Pás do Rotor	36
2.4.2	Perfis Rotacionais	38
2.4.3	Velocidade De Ponta De Pá E Rendimento	40
2.4.4	Potência e Torque Mecânico Real	42
2.4.5	Modelo Do Coeficiente De Potência Experimental	43
2.5	Controle de Velocidade	44
2.5.1	Controle por Estol	45
2.5.2	Controle Por Ângulo de Passo	45
2.6	Modelo Elétrico Do Gerador Síncrono De Imã Permanente	46
2.6.1	Modelo Em Coordenadas Dq Do Gerador Síncrono	49
2.6.2	Modelagem do Acoplamento da Turbina com o Gerador	54
2.6.3	Arquitetura Do Conversor De Potência	56
2.7	Modelagem Do Conversor De Potência Do Lado Da Rede	57

2.7.1	Dimensionamento Do Capacitor Utilizado No Barramento CC	59
2.8	Modelagem Matemática Do Comportamento Do Vento	60
2.8.1	Distribuição de Rayleigh	61
2.8.2	Implementação Do Modelo Turbulento	62
3	Implementação Do Método De Rastreamento De Máxima Potência E Dos	
	Controladores De Corrente	64
3.1	Introdução	64
3.2	Análise De Operação Do Conjunto Gerador e Retificador	64
3.2.1	Rastreamento da Máxima Potência	65
3.2.2	Método de Conjugado Ótimo	66
3.2.3	Limites de Potência Nominal Do Gerador	67
3.2.4	Projeto Dos Controladores De Corrente	68
3.3	Análise Do Conjunto Barramento CC e Inversor	73
3.3.1	Projeto Dos Controladores PI Do Inversor	74
4	Implementação No Simulink Do Modelo Da Turbina	76
4.1	Introdução	76
4.2	Série Temporal De Vento	77
4.3	Modelo da Turbina Eólica	77
4.3.1	Modelo Do Acoplamento Do Eixo	80
4.4	Modelo Do Gerador Síncrono De Imã Permanente No Simulink	81
4.4.1	O Modelo do Gerador	82
4.4.2	Modelo Do Método De Rastreamento De Máxima Potência	83
4.4.3	Implementação Dos Blocos De Simulação Dos Controladores De Corrente PI	85
4.5	Implementação Do Bloco De Acoplamento Do Gerador Com A Rede	85
5	Resultados De Simulação	89
5.1	Introdução	89
5.2	Resultados Obtidos	90
5.3	Trabalhos Futuros	96
5.4	Conclusão	98
	Referências	99

1 Introdução

No mundo habitam hoje em torno de 7 bilhões de pessoas, que por trabalho e serviços produzem um PIB de 77,609 trilhões de dólares pela estimativa de 2014 ([World DataBank, 2015](#)). Com isso é produzida uma grande gama de produtos e serviços sustentados por uma rede de informações conectada 24 horas por dia, comunicando todos os pontos do globo quase instantaneamente. Esse sistema é de enormes proporções e tem na energia elétrica o seu pilar de sustentação, de maneira a atender à demanda massiva de 20.718.000 GWh através da produção de quase 22.652.000 GWh de energia vinda das mais diversas fontes de geração ([U.S. Energy Information Administration, 2014](#)). Uma das principais preocupações deste setor é o crescimento da demanda, que requer um aumento constante do montante de energia gerado. Isso se deve ao fato de que as principais fontes não renováveis de energia, como o combustível fóssil, estão chegando ao seu limite. Além disso, o processo de utilização da energia advinda dessas fontes gera considerável quantia de resíduos poluentes ([DEMIRBAS, 2016](#))([GAO et al., 2016](#)).

Esses fatos tornam urgente a necessidade de fontes de energia que sejam renováveis e não poluentes, de maneira a construir-se um futuro onde o aumento da disponibilidade de energia não agrave os processos poluentes. Vê-se relevante então pesquisar e desenvolver formas alternativas de geração de energia. Para realizar uma substituição das fontes finitas de energia por fontes renováveis, tem-se como maiores candidatos a energia hidroelétrica, energia solar e a energia eólica. Escolheu-se para o presente trabalho a última, por ser a que apresenta maior desenvolvimento e menor custo de instalação ([GAO et al., 2016](#)). Entre os principais países a adotar a energia eólica estão Alemanha, Estados Unidos, Espanha, Índia e Dinamarca, países que juntos concentram mais de 83% da capacidade mundial instalada ([CEPEL/CRESESB, 2008](#)). No Brasil, ocorreu nos anos 2000 uma grave crise energética que motivou a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), por parte do governo federal, visando incentivar a utilização de fontes renováveis de energia. O Proinfa fomentou a utilização da energia eólica e, hoje, essa categoria de geração representa 4500 MW em 181 parques eólicos instalados ([RIBEIRO, 2010](#))([BATISTA et al., 2016](#)).

Dentre as principais vantagens apresentadas pela geração eólica vê-se o tempo relativamente pequeno entre o planejamento e a instalação, que fica na casa dos meses, se desconsiderado o tempo de entrega da turbina ([RIBEIRO, 2010](#)). Além disso, a energia eólica é não poluente, por não apresentar nenhum tipo de emissão na atmosfera, o que, combinado com a característica de não utilizar combustíveis fósseis, colabora com a redução da demanda e na preservação desse recurso. Esses fatores combinados, contribuem diretamente para a redução do custo desse tipo de energia. A grande disponibilidade

mundial e a relação custo/benefício positiva são também fatores contribuintes para tornar esse tipo de geração renovável uma das mais atrativas e promissoras opções de fontes de energia, resultando diretamente em seu grande desenvolvimento e utilização (RIBEIRO, 2010)(TONG, 2010).

1.0.1 Motivação e Contextualização

O desenvolvimento na geração de energia elétrica pela utilização de turbinas eólicas resultou na necessidade de aprofundar o conhecimento existente até então sobre seu funcionamento. Um resultado natural do aumento da utilização de uma tecnologia específica é a necessidade de aperfeiçoá-la, para tornar o seu uso cada vez mais barato e rentável tanto do ponto de vista financeiro como do ponto de vista da energia gerada. Assim, é de vital importância o estudo dos sistemas de geração eólica para entender o funcionamento do processo, de modo a incentivar melhorias e desenvolvimentos futuros para o setor. Deve-se então, entender a física da aerodinâmica das pás, que demonstra como as hélices reagem ao vento que incide sobre elas, bem como a relação entre turbina e gerador, de modo a compreender como um atuará sobre o outro e a relação entre os dois em um sistema físico. Deve-se compreender as opções de geradores existentes e como eles realizam o processo de conversão, para então, compreender como é realizada a entrega dessa energia para a rede elétrica e os desafios que devem ser superados. Para tal aborda-se inicialmente a turbina, como um todo e então as topologias existentes para então apresentar a problemática e propor a ideia do trabalho.

1.1 Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas têm duas variantes principais: a primeira chamada de rotor de eixo vertical, baseia-se no conceito da força de Coriolis, apresentando um projeto simples e pouco exposto a esforços. Como exemplo, encontram-se os rotores Darrieus, Savonius e a Turbina com Torre de Vórtices. A segunda variante é chamada de rotor de eixo horizontal e é a mais utilizada, sendo o foco atual de pesquisa e desenvolvimento, principalmente devido à sua alta eficiência, alta densidade de potência e baixo custo por unidade de potência de saída (TONG, 2010)(CEPEL/CRESESB, 2008).

1.1.1 Turbinas De Eixo Vertical

Turbinas de eixo vertical apresentam pás perpendiculares ao chão e que giram em torno de um eixo vertical, absorvendo assim ventos de qualquer direção. Tem baixa complexidade de projeto, por não utilizarem mecanismos de análise da variação do vento, e também por sofrerem um esforço reduzido devido às forças de Coriolis. O projeto por ser simplificado e ter seus custos reduzidos se componentes como a caixa de transmissão

forem fixadas no solo, simplificando o projeto e reduzindo seu custo. Deve-se considerar que essa turbina necessita de uma fonte externa de energia para rotacionar as pás durante a partida e por estar fixada com apenas uma das pontas no chão, apresenta uma limitação do peso máximo permitido, o que resulta em uma baixa eficiência (TONG, 2010)(CEPEL/CRESESB, 2008). Seu rotor pode ser movido por forças de sustentação e por forças de arrasto. Tem-se por exemplo a possibilidade de utilizar uma turbina de eixo vertical para extração da energia eólica em trens que movem-se de 50 à 100 Km/h (SRIVASTAVA et al., 2015). Existe ainda a possibilidade de utilização de uma turbina de eixo vertical flutuante no mar (HAND; CASHMAN; KELLY, 2016).

1.1.2 Turbinas De Eixo Horizontal

Rotores que utilizam turbinas de eixo horizontais ou convencionais, movem-se por forças de sustentação e necessitam que a área varrida pelas pás localize-se perpendicular ao vento sempre, o que pode ser garantido com a utilização de um mecanismo próprio para este fim. Tais aerogeradores têm variado número de pás e empregam diferentes tipos de materiais, como alumínio ou fibra de vidro reforçada. Apresentam grandes vantagens ao modelo alternativo, tais como alta eficiência energética, alta densidade de potência, e baixo custo da potência de saída, resultando em uma maior disseminação desse tipo de turbina (CEPEL/CRESESB, 2008)(TONG, 2010)(GARDNER et al., 2009). Pode-se citar como exemplo a utilização de um aerogerador de turbina horizontal com fluxo axial e acoplamento direto (DAGHIGH; JAVADI; TORKAMAN, 2016). Outro exemplo é a proposta de um controlador para maximizar a potência e minimizar as perdas no cobre de um gerador eólico de turbina horizontal com imã permanente (KLINIEAM; OJO, 2016). Há também a proposta de uma estratégia de controle para um aerogerador de turbina horizontal com gerador de indução (LI et al., 2016).

1.1.3 Caixa Multiplicadora E Acoplamento Direto

Como padrão, um gerador eólico de eixo horizontal pode exibir diversos tipos de turbinas que variam pelo tamanho, formato, presença ou não de caixa multiplicadora (transmissão) e tipo de gerador utilizado (CEPEL/CRESESB, 2008). A presença de caixa multiplicadora garante um aumento na velocidade de rotação do gerador, aumentando a potência de saída. Normalmente utiliza-se caixas de múltiplos estágios que transformam velocidades rotacionais baixas em rotações rápidas no eixo do rotor. Sistemas utilitários de caixa multiplicadora têm um custo menor, menor tamanho e peso. Desvantagens de tais sistemas incluem a baixa confiabilidade, o aumento do barulho da turbina e o aumento das perdas mecânicas (TONG, 2010).

A não utilização da caixa multiplicadora, conhecida como acoplamento direto (DD), do inglês *direct drive*, é especialmente vantajosa, considerando que simplifica consideravel-

mente o projeto, reduzindo o número de componentes rotativas da turbina. Há também uma redução significativa da necessidade de conserto mecânico, aumentando a confiabilidade, diminuindo o ruído e os custos de manutenção, visto que a caixa multiplicadora é um dos componentes mais facilmente danificados. Além disso, por funcionarem com velocidade reduzida, diminuem o desgaste natural ao qual são expostas. Nota-se porém que em termos de custo, tamanho e massa, turbinas com acoplamento direto são mais difíceis de serem manufaturadas, enviadas e instaladas. Isso é especialmente notável ao considerar-se que a falta da caixa multiplicadora leva à necessidade de aumentar o diâmetro do rotor para manter uma alta velocidade angular. Isto implica que toda a turbina tenha que ser redimensionada, tornando o projeto todo muito maior (TONG, 2010).

Embora ambos os conceitos tenham vantagens e desvantagens, nota-se que as turbinas consideradas como mais adequadas são as de acoplamento direto, inclusive em termos de rendimento. Apesar disso, ainda há uma forte tendência a utilizar sistemas com caixa multiplicadora, os quais possuem uma maior parcela do mercado (BANG et al., 2008). Para sistemas com acoplamento direto, há a proposta de uma nova topologia de gerador de baixa tensão com inversor boost trifásico de estágio único (SINGH; MIRAFZAL, 2016). Há também a proposta de criação de um modelo de gerador síncrono cujo enrolamento de campo utiliza-se de fios supercondutores de baixa temperatura (WANG et al., 2015). Tem-se ainda o design de um gerador síncrono composto de 12 (doze) fases com 4 (quatro) subsistemas trifásicos independentes conectados em estrela. (DAMIANO et al., 2013).

1.2 Geradores Elétricos

Outra característica importante de um aerogerador é o tipo de gerador a ser utilizado no projeto, visto que é esse elemento que realiza a conversão da energia obtida com a rotação do eixo em energia elétrica utilizável no sistema elétrico. Existem para isso dois tipos de geradores utilizáveis, os assíncronos e os síncronos.

Geradores assíncronos (ou geradores por indução) têm a vantagem de ter uma vida útil mais longa, necessitando de menor manutenção e por isso, ter custo reduzido. Por outro lado, torna-se necessário uma parcela reativa de potência para excitá-lo.

Geradores síncronos (ou alternadores) permitem conexão direta na rede, além de apresentar alta eficiência. Há porém a necessidade de velocidade constante, visto que a frequência é relacionada diretamente a mesma, o que pode gerar instabilidades se não atendido. Destes pontos surgem alguns conceitos muito importantes. O primeiro, é chamado de “*Constant Speed, Constant Frequency*”, que significa que é necessário velocidade rotacional constante para obter-se frequência também constante. Outro conceito, que agora substitui o primeiro, é o conceito de “*Variable Speed, Constant Frequency*”, que representa a não necessidade de controle rígido da velocidade, que por variar, garante um

melhor aproveitamento do potencial eólico. As máquinas que trabalham neste conceito são variantes das anteriores porém utilitárias de eletrônica conjunta. Assim, surge o *Doubly Fed Induction Generator*, ou gerador indutivo de dupla alimentação e o *Direct Drive Synchronous Generator*, ou gerador síncrono com acoplamento direto (RIBEIRO, 2010).

1.2.1 Arquiteturas De Aero geradores

Pode-se classificar as arquiteturas mais comumente utilizadas para turbinas eólicas com suas principais características. Tem-se como primeira arquitetura, a utilização de um gerador de indução gaiola de esquilo ou SCIG (do inglês *Squirrel Cage Induction Generator*). A segunda tem um gerador de indução de rotor bobinado ou WRIG (do inglês *Wound Rotor Induction Generator*), enquanto a terceira tem um gerador de indução duplamente alimentado ou DFIG (do inglês *Doubly Fed Induction Generator*). Finalmente tem-se o gerador síncrono que pode utilizar um rotor bobinado ou um ímã permanente (TONG, 2010). A imagem com as quatro topologias é mostrada em 1.

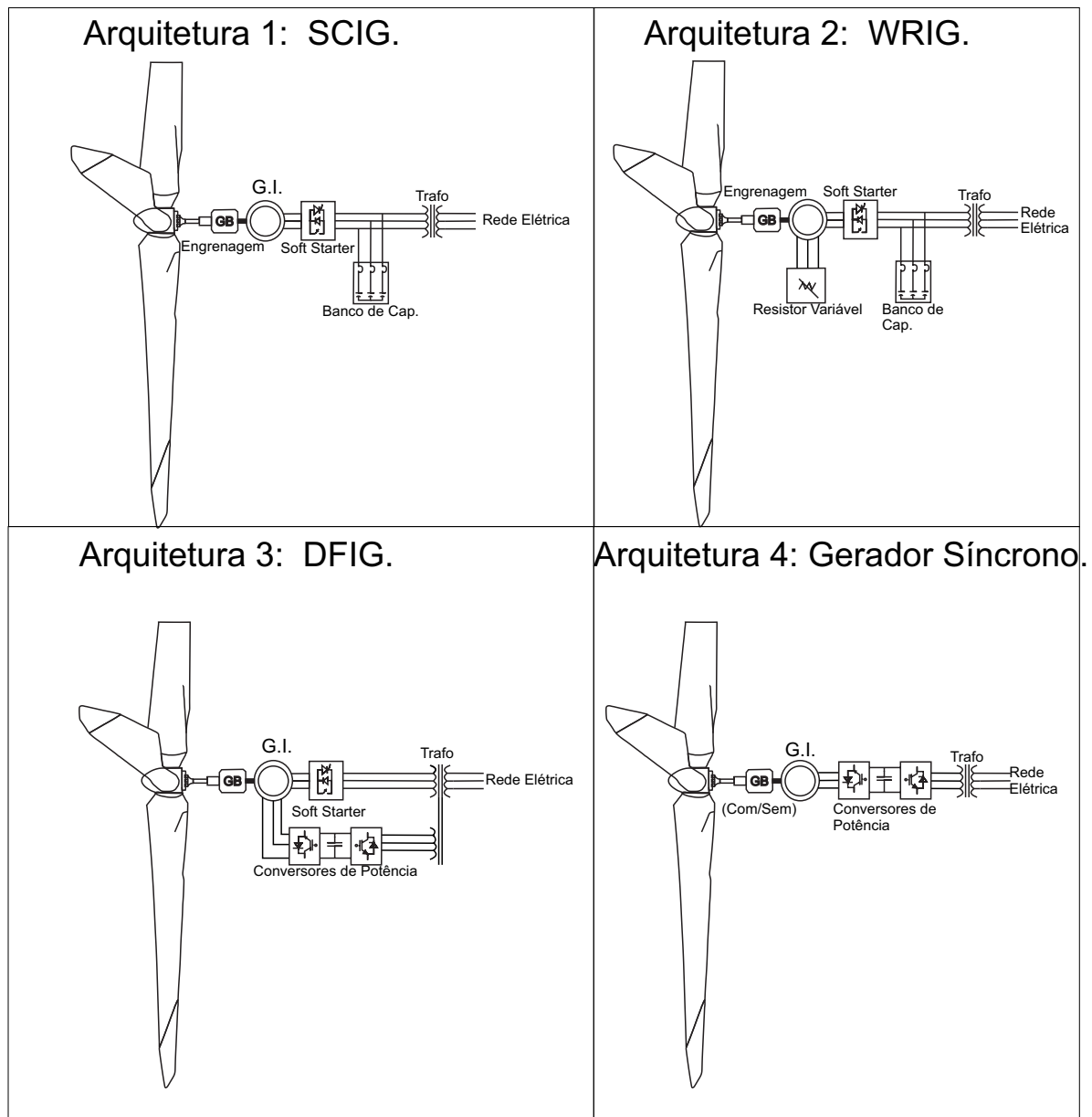
O gerador de indução com rotor gaiola de esquilo é diretamente acoplado à rede elétrica, consumindo potência reativa de forma constante, o que deve ser compensado com a utilização de banco de capacitores, melhorando o fator de potência e mantendo os níveis de tensão. Normalmente tem incorporado um *soft starter* para limitar a corrente de partida e uma caixa multiplicadora para conectar o rotor ao gerador, caixa esta que tem duas opções de velocidades constante distintas. É a primeira arquitetura utilizada sendo a mais antiga (TONG, 2010).

Outra maneira, objetivando manter uma potência de saída constante e apresentar uma resposta dinâmica a distúrbios e faltas na rede, é utilizar uma resistência variável no circuito do rotor bobinado. Pode-se ainda produzir um controle de torque de segurança e uma faixa de extração de energia ao variar-se a velocidade em um intervalo de 10% da velocidade nominal (TONG, 2010).

A próxima arquitetura pode ser obtida com a adição de uma excitação variável (em lugar de uma resistência) no circuito do rotor e a conexão dos enrolamentos do estator direto à rede, alimentando-os através de conversores de tensão. O conversor do rotor é ligado diretamente a outro presente no lado da rede, sem a adição de nenhum componente. É considerada uma melhoria em relação a arquitetura anterior, chamada de Gerador de Indução duplamente alimentado, esse sistema requer apenas 1/3 da potência total da turbina para atingir uma grande faixa de controle de potência de saída. Permite-se assim rápida resposta a distúrbios da rede com vantagens relacionadas à qualidade de energia e ao conteúdo harmônico. Tais melhorias o tornam relativamente mais porém de maior utilização. (TONG, 2010).

Outro maneira comumente utilizada para proporcionar maior flexibilidade opera-

Fig. 1 – Arquiteturas de Turbinas Eólicas



Autoria própria.

cional e de design e oferecer a possibilidade de uma operação com velocidade variável através da conexão do seu gerador à rede elétrica por meio de um inversor de frequência. Apresenta maior custo de instalação se comparado com as outras arquiteturas, mas, proporciona desempenho superior principalmente por ser isolada da rede através do uso de um transformador, o que resulta em melhoria da qualidade de energia. Chamado de *full-power conversion*, consiste em um gerador síncrono de rotor bobinado ou excitado por ímãs permanentes que pode ter ainda sua caixa multiplicadora removida. A utilização de ímãs permanentes ainda trás o benefício de ter grande eficiência e alta densidade de potência, resultando em geradores mais compactos (TONG, 2010).

1.3 Gerador Síncrono Diretamente Acoplado Ao Rotor

Um gerador síncrono de imã permanente com acoplamento direto, do inglês *direct-drive permanent magnet synchronous generator* tem velocidade variável e é acoplado diretamente ao rotor da turbina eólica, sendo excitado pela substituição de seu circuito do rotor por um imã permanente. O acoplamento direto é permitido quando há elevado número de polos no circuito do rotor, o que também permite que o mesmo opere em baixas velocidades. Sua frequência porém, torna-se incompatível com a da rede, tornando necessário o uso de inversores de potência e conversores de potência para conectar a turbina à rede elétrica. Por suportar compensação de reativo, conexão suave à rede elétrica e por ter a capacidade de controlar a velocidade em uma taxa de 0 a 100% da velocidade síncrona, este sistema tornou-se bastante popular para aplicações que necessitem de velocidade variável (PARDALOS et al., 2013)(RASUL; AZAD; SHARMA, 2016).

Para a geração eólica, a potência que pode ser extraída do vento é definida em grande parte, pela velocidade na qual está submetida a turbina eólica. Este valor de velocidade, obtido através de análises do mapa eólico brasileiro e também do comportamento dos ventos na região de instalação, é o valor médio da velocidade do vento. Assim, ao passar por entre as pás da turbina, o vento imprime um movimento às mesmas, gerando rotação e levando a captação da energia cinética presente no vento (LIMA; JR.; PAULA, 2011). Nota-se que esta potência capturada altera-se com a intensidade do vento, que varia aleatoriamente ao longo do tempo, podendo sobrecarregar o sistema elétrico, tornando-o instável e causando danos a vários equipamentos. Por isso, estuda-se a integração do sistema eólico com a rede (FERRAZ, 2010). Apenas uma parte da energia disponível no vento pode ser coletada. Esse fenômeno é conhecido como lei de Betz, a qual afirma que somente 59% da energia presente no vento pode ser convertida em energia mecânica pelo aerogerador (ÇENGEL; BOLES, 2013).

É devido a este caráter aleatório do vento que surge a necessidade de um sistema de controle, de maneira a se obter a máxima potência possível com o aerogerador instalado. Este modelo deve levar em consideração todas as variáveis que afetem o desempenho da turbina, tais como velocidade do vento, densidade do ar, escorregamento do eixo, perdas no gerador entre outros. Projetado o modelo, torna-se possível desenvolver as metodologias de controle e adicionar os conversores que adaptam a tensão gerada aos padrões da rede elétrica.

Escolhe-se assim, uma turbina horizontal, com acoplamento direto e gerador síncrono, por sua alta eficiência, confiabilidade, simplicidade e rendimento. Para controlar este sistema não linear, escolhe-se o método de rastreamento do ponto máximo de potência (do inglês *MPPT*) pelo controle de conjugado máximo que fornecerá um valor K ótimo que então alimentará um controlador PI de corrente projetado utilizando uma técnica clássica baseada na banda-passante ω_b do sistema em malha fechada

1.4 Metodologia

Para realizar o trabalho proposto modela-se em um primeiro momento, a turbina com todas as etapas do processo, da extração da potência até a entrega na rede. Defini-se então, um modelo no programa Simulink para a turbina eólica, para o gerador síncrono de imã permanente e acoplamento direto, para os conversores de potência e posteriormente o acoplamento com a rede. Após este ponto, utilizar-se-á o método de controle de conjugado máximo para obter o ponto de máxima potência, alimentando-se com esse valor os controladores PI do sistema de controle das correntes do gerador, levando-se o mesmo a extrair o máximo possível da potência do vento que incide sobre as pás da turbina. Modela-se por fim, o sistema de controle das correntes do lado da rede elétrica do barramento CC, além de controlar-se o valor da tensão sobre o capacitor.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo Geral

Com esse trabalho objetiva-se implementar um modelo no Simulink que simule uma turbina eólica com gerador síncrono de imã permanente e acoplamento direto controlado por um método de rastreamento de máxima potência conhecido como método de conjugado ótimo, de forma a avaliar o desempenho dessa topologia e do método de controle escolhido bem como fornecer um guia para todos que desejam aprofundar os conhecimentos referentes a turbinas eólicas e *MPPT*.

1.5.2 Objetivo Específico

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Implementar um modelo no Simulink referente a turbina eólica.
- Modelar o gerador síncrono de imã permanente e acoplamento direto.
- Implementar um modelo referente aos conversores de tensão presentes na conexão da turbina com a rede elétrica.
- Modelar o acoplamento entre a turbina eólica e o gerador.
- Implementar o método de rastreamento de máxima potência por conjugado ótimo.
- Modelar os controlares do lado do gerador e da carga.
- Implementar uma série temporal para simular um comportamento de vento mais próximo a um modelo real.

- Avaliar o desempenho da topologia de aerogeradores escolhida.
- Analisar o desempenho do método de rastreamento de máxima.
- Avaliar os controladores PI utilizados e seu desempenho
- Fornecer um guia para todos que desejarem trabalhar com turbinas eólicas e *MPPT*.

1.6 Organização do documento

Este documento está organizado como segue: o Capítulo 1 apresenta uma conceituação sobre a geração eólica de energia e os tipos de aerogerador, bem como a motivação para desenvolver esse trabalho e a metodologia utilizada. O Capítulo 2 apresenta a modelagem do sistema através das equações matemática que descrevem o comportamento da turbina eólica com gerador síncrono de ímã permanente e os conversores. O Capítulo 3 contém a análise do sistema com o gerado síncrono, o retificador do lado do gerador e o inversor do lado da rede, definindo o método de rastreamento da máxima potência e projetando os controladores de corrente e tensão utilizados no projeto. No Capítulo 4 aborda-se a implementação do sistema no software simulink para simulação. Nele cada etapa do processo de geração é criteriosamente abordado e conceituado. Por fim no Capítulo 5 apresenta-se os resultados obtidos com a simulação, analisando o desempenho do método de rastreamento escolhido.

2 Modelagem Matemática do Sistema de Geração De Energia Eólica

2.1 Introdução

Para simular o método de controle de uma turbina eólica, é necessário criar um modelo matemático que represente o sistema real de uma turbina, levando em conta o gerador, o vento, a turbina, as perdas, entre outros. Para isso, primeiro, serão apresentados os componentes presentes em uma turbina eólica horizontal, e então serão analisadas as equações que regem o comportamento do vento e da energia nele contida. Por fim, a energia passível de ser extraída será quantizada e a equação da potência extraída do vento por parte do gerador será obtida. Após isso, as equações que regem o comportamento do gerador serão descritas, e a transformada de Park que resulta no modelo dq da máquina será abordada. Por fim, modela-se as equações dos conversores de potência que ligam o sistema a rede e as séries temporais que simulam um comportamento do vento mais próximo da realidade.

2.2 Componentes Da Turbina Eólica

Uma turbina eólica utilizando-se de um gerador síncrono de ímã permanente e acoplamento direto (do inglês *direct-drive permanent magnet synchronous generator*) é composto por diversos componentes, tais como: (TONG, 2010)(BRIESCH, 2016)(DIONISIO et al., 2014)

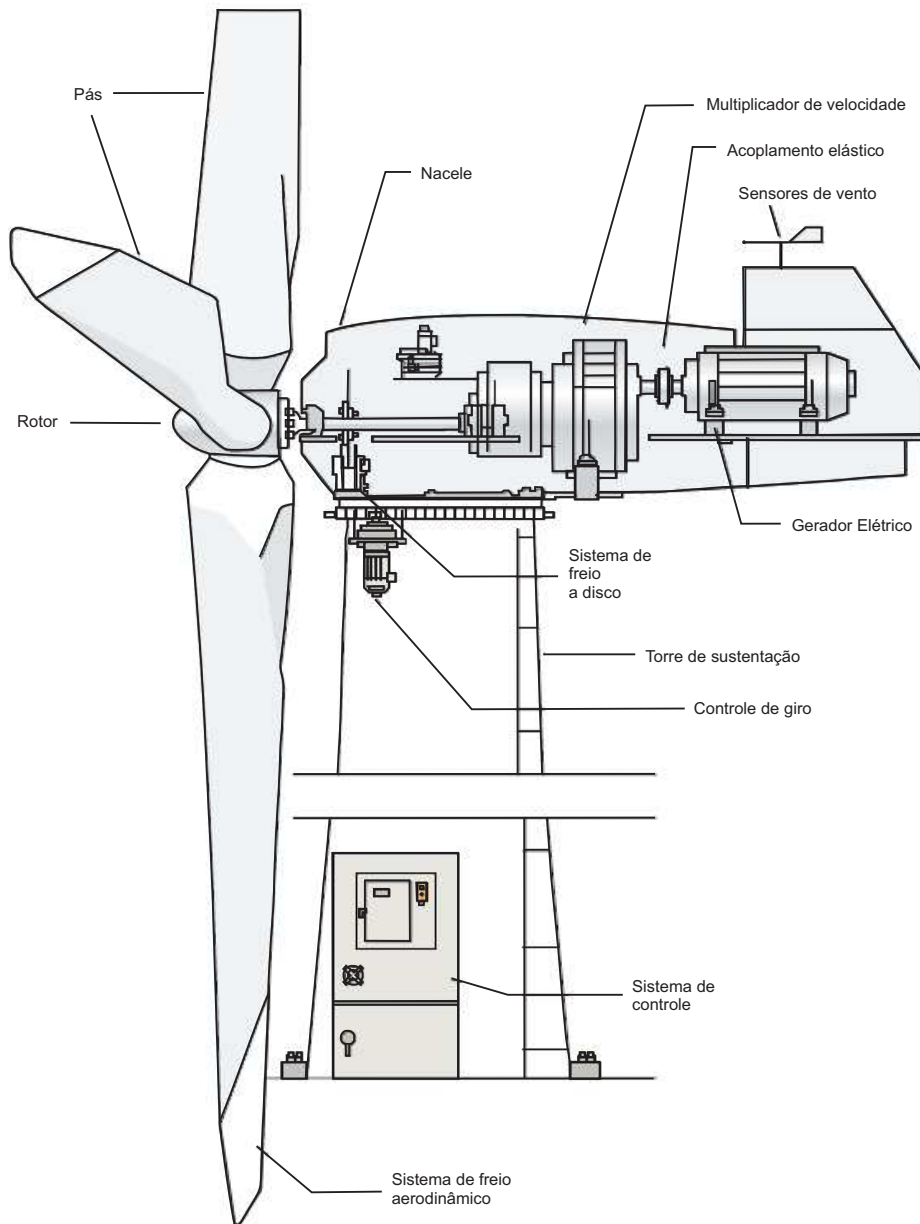
- Nacelle: Carcaça externa composta de metal. Protege todos os componentes da turbina.
- Anemômetro: Dispositivo de medição da velocidade do vento.
- Pás: São as hélices metálicas aerodinâmicas nas quais o vento incide, fornecendo torque no rotor, levando-o a girar através das forças de sustentação.
- Torre: Estrutura construída de aço, treliças ou concreto e responsável pela sustentação dos componentes da turbina na altura desejada, suportando seu peso e a força do vento.
- Sistema de Controle de Giro (Pitch): Mecanismo que controla o ângulo de ataque das hélices do rotor, controlando a potência de saída em situações em que a velocidade do vento está acima do valor nominal do gerador. É utilizado em turbinas maiores.

- Sistema de Freios: Mecanismo responsável por reduzir a velocidade ou desligar a turbina em casos onde o rotor gira a uma velocidade acima dos limites mecânicos ou elétricos.
- Rotor: Parte principal da turbina que desenvolve a rotação e onde estão conectadas as pás, parte do gerador elétrico e o eixo.
- Gerador Síncrono: Máquina responsável pela conversão de energia mecânica presente no eixo ou no rotor em energia elétrica. É composto pelo rotor, estator, resistências síncronas, indutâncias das fases, imã permanente etc.
- Mecanismo de Orientação: Orienta o rotor para mate-lo na direção do vento.
- Unidade de Refrigeração: Responsável por manter os componentes internos como o gerador operando com uma temperatura adequada.
- Conversores de Potência: Dispositivos responsáveis por conectas o gerador elétrico de velocidade variável à rede elétrica, controlando as correntes do gerador e a velocidade através do controle.
- Controladores: Responsável pelo controle da velocidade de rotação do rotor, mantendo o sistema operação dentro da faixa de conjugado ótimo e máxima potência extraída, bem como salvaguardando a turbina contra danos físicos.

2.3 Modelo da Turbina

Primeiro deve-se analisar o comportamento mecânico da turbina, ou seja, pás, eixo e rotor. Cria-se então um modelo mecânico equivalente que simulará o comportamento de um rotor real sob a influência de uma massa de ar. Assim é possível estudar como o rotor da turbina reage a incidência de uma massa de ar em suas pás, com uma dada velocidade. Para entender o comportamento do modelo mecânico, utiliza-se as leis que regem o comportamento do escoamento de um fluido, neste caso, o ar. Uma delas, a Equação da Continuidade em Regime Permanente, define que a massa de um dado fluido permanece sem variação em qualquer ponto do mesmo, com o tempo, ou seja, a vazão de massa em um ponto de um fluido deve ser igual a vazão de massa em outro ponto do fluido escoando em um ponto do espaço (BRUNETTI, 2008). Agora ao analisar um escoamento de um fluido, com ponto de entrada e saída, tornou-se possível utilizar à equação da continuidade para relacionar o comportamento de massas com o de energias. Se a energia de um sistema não pode ser criada ou destruída, mas, somente transformada, a equação da continuidade aplicada em energias torna-se a equação da energia e permite obter a potência mecânica absorvida pelo rotor.

Fig. 2 – Componentes da turbina.



Fonte: (MEZAROBÁ, 2016)

2.3.1 Energias em um Sistema Eólico

Um sistema do escoamento de uma massa de ar apresenta diversos tipos de energia associados. Entre eles cita-se:

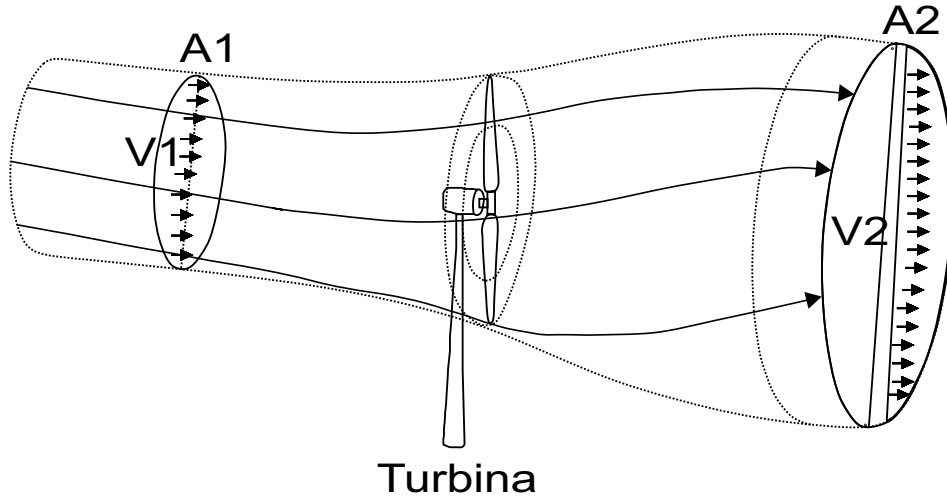
(A) Energia Potencial.

É a energia devido a exposição de uma partícula de determinada massa ao campo gravitacional.

(B) Energia Cinética.

É a energia obtida pelo movimento de uma partícula de massa m com uma velocidade

Fig. 3 – Vento entre a turbina.



Fonte: Autoria Própria

V. É dado por:

$$E = \frac{mV^2}{2} \quad (2.1)$$

(C) Energia de Pressão

É a energia resultante da exposição das partículas do fluido a força de pressão atuantes no sistema

(D) Energia Mecânica Total (E)

Energia total dos efeitos mecânicos de um sistema com um fluido escoando. É dado por:

$$E = E_{potencial} + E_{cinética} + E_{pressão} \quad (2.2)$$

Ou seja:

$$mgz + \frac{mv^2}{2} + \int p_r dV \quad (2.3)$$

2.3.2 Implementação do Modelo da Turbina Eólica pela Equação de Bernoulli

Um rotor de uma turbina está agora posicionado em um determinado ponto do espaço recebendo uma massa de ar. Imagina-se que exista uma área A_1 imediatamente após o rotor onde percorre uma velocidade V_1 e uma área A_2 imediatamente anterior ao rotor com velocidade V_2 . (TIBOLA, 2009)(BERNARDES, 2009)(HEIER, 2014) Aplicando a equação de Bernoulli anteriormente apresentada (2.3) no sistema de áreas imaginado resultará em uma equação do tipo:

$$m_1gz_1 + \frac{m_1v_1^2}{2} + \int p_{r_1} dV_{o_1} = m_2gz + \frac{m_2v_2^2}{2} + \int p_{r_2} dV_{o_2} \quad (2.4)$$

Note porém que devido as áreas estarem em uma mesma altura, não há variação de energia potencial e por estarem as áreas expostas a pressão atmosférica, também anula-se a energia

de pressão do sistema. Além disso, pelo conceito de conservação de massa $m_1=m_2=m$ e assim, a equação da energia de uma massa de ar atravessando um rotor de uma turbina eólica fica:

$$\frac{mv_1^2}{2} = \frac{mv_2^2}{2} \quad (2.5)$$

A equação obtida demonstra que ao atravessar o rotor, somente a energia cinética presente na massa de ar influencia a potência que pode ser absorvida pelas pás. A energia contida no vento é resultado da radiação solar que provoca a criação de regiões de alta e baixa pressão atmosférica devido ao aquecimento não uniforme da superfície terrestre, o que provoca então o movimento das massas de ar, acumulando assim energia cinética. gerador. (ACKERMANN, 2005)(KAEHLER, 2011)(BRIESCH, 2016) Quando um fluido está atravessando um sistemas com duas áreas diz-se que o mesmo está escoando. O escoamento desse fluido por essas áreas é definido como Vazão volumétrica (Q), ou seja, a taxa de volume escoando por segundo:

$$Q = Av \left(\frac{m^3}{s} \right). \quad (2.6)$$

Mas, ao atravessar as áreas, cria-se um fluxo de massa de fluido, entrando e saindo do rotor, de maneira que é possível relacionar este fluxo de massa com a definição de vazão volumétrica anteriormente apresentado e, a definição de massa específica para então, conceituar-se a vazão mássica do sistema (\dot{m}). Considerando-se que a massa específica ρ de um fluido é definida com a quantidade de massa presente em uma unidade de volume

$$\rho = \frac{m}{V} \left(\frac{Kg}{m^3} \right). \quad (2.7)$$

E que Q representa a quantidade de volume que está variando com o tempo no sistema, naturalmente define-se (\dot{m}) como sendo:

$$\dot{m} = \rho Q \left(\frac{Kg}{m^3} \right) \left(\frac{m^3}{s} \right) = \rho AV \left(\frac{Kg}{s} \right) \quad (2.8)$$

De maneira que a equação (2.5) torna-se:

$$\frac{\dot{m}v_1^2}{2} = \frac{\dot{m}v_2^2}{2} \quad (2.9)$$

Agora deve-se necessário utilizar o conceito de potência para que seja possível obter a potência mecânica absorvida pelo rotor da turbina.

2.3.3 Potência Mecânica

Na física clássica defini-se potência a partir do conceito de energia e trabalho. O primeiro defini-se como sendo a propriedade quantitativa que deve ser transferida a um objeto para que o mesmo realize trabalho e o segundo conceitua-se como a energia

transferida a um objeto para que o mesmo realize alguma coisa (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2002). A taxa de variação do trabalho realizado por algum objeto ou força, ou seja, a taxa de variação de energia apresentada por um objeto ou força é a potência do objeto, de maneira que:

$$P = \frac{\partial W}{\partial t} = \frac{\partial E}{\partial t} \quad (2.10)$$

E assim, retornando-se a equação (2.9) com a definição de potência e isolando \dot{m} obtém-se

$$P_m = \frac{1}{2}(\dot{m})(V_2^2 - V_1^2) \quad (2.11)$$

Esta diferença de velocidades explica-se devido as massas de ar serem compostas de partículas em movimento, cujo grupamento é chamado de filete. Quando várias destes filetes entram em contato com um rotor de uma turbina eólica, parte deles é refletida, gerando uma diferença entre a velocidade de entrada e saída do rotor. (TIBOLA, 2009) Analisando-se o comportamento da vazão mássica no sistema com rotor, percebe-se sua variação, ou seja, a variação da massa do fluido está também condicionada a diferença da sua velocidade na entrada e na saída do rotor, de maneira que sua definição altera-se para:

$$\dot{m} = \rho A \frac{V_2 + V_1}{2} \quad (2.12)$$

De maneira que (2.11) torna-se:

$$P = \frac{1}{2} \left[\rho A \frac{V_2 + V_1}{2} \right] (V_2^2 - V_1^2). \quad (2.13)$$

Que manipula algebricamente torna-se:

$$P = \frac{1}{2} \rho A \left[\frac{1}{2} V_2 + V_1 \right] (V_2^2 - V_1^2). \quad (2.14)$$

E então

$$P = \frac{1}{2} \rho A \frac{1}{2} V_2 \left[1 + \frac{V_1}{V_2} \right] V_2^2 \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 \right). \quad (2.15)$$

E logo obtém-se

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_2^3 \frac{\left(1 + \frac{V_1}{V_2} \right) \left[1 - \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 \right]}{2}. \quad (2.16)$$

Define-se então o coeficiente de potência do rotor C_p teórico:

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_1}{V_2} \right) \left[1 - \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 \right]}{2} \quad (2.17)$$

Como a relação entre a porcentagem de energia presente no vento convertida em energia elétrica e a energia mecânica perdida na saída do rotor. Aplicando (2.17) em (2.16) obtém-se então (P_m) como sendo a potência mecânica absorvida pelo rotor de um aerogerador.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_2^3 C_p. \quad (2.18)$$

2.3.4 Lei de Betz

O C_p do rotor pode ser utilizado para demonstrar a chamada lei de Betz, que define um limite máximo para a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. O limite máximo teórico é de 59%. Para demonstrar essa lei, é necessário relacionar a potência total presente em uma massa de ar em movimento

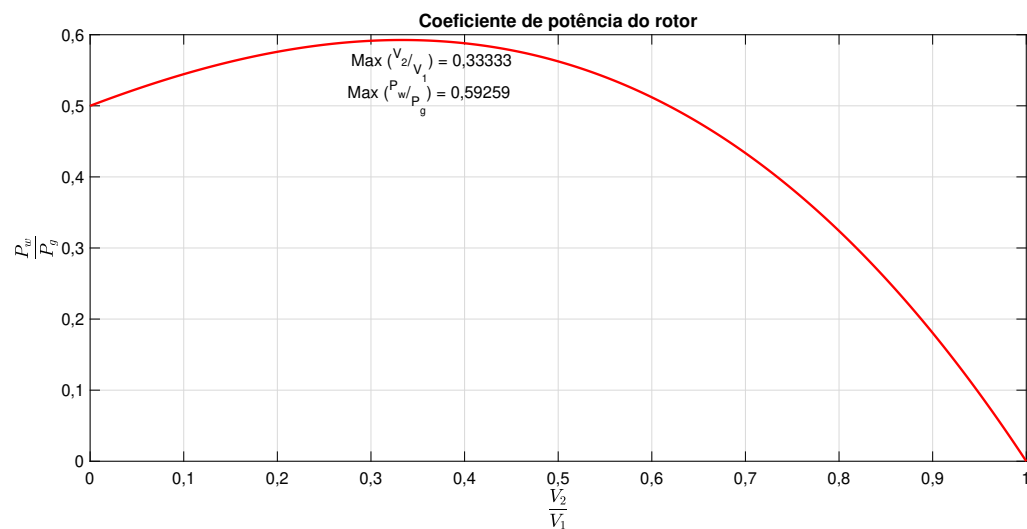
$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V_2^3 \quad (2.19)$$

Com a potência total presente em uma massa de ar movendo-se através de um aerogerador (P_g) (2.13)

$$\frac{P_w}{P_g} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right] \left[1 + \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \right]. \quad (2.20)$$

Note que a Figura 4 apresenta o máximo de (2.20), percebe-se assim que o valor máximo de potência a ser absorvido pelo eixo do rotor é de 0,59% da potência disponível. Conhecido como limite de Betz, é utilizado para calcular a potência extraída do vento. O C_p do rotor

Fig. 4 – Demonstração do Limite de Betz.



Fonte: Autoria própria.

pode ser atualizado com esse valor máximo. É usual na literatura utilizar 0,5 como o limite de Betz e, portanto, a máxima potência extraída é:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_2^3 0,5 = \frac{1}{4} \rho A V_2^3. \quad (2.21)$$

2.4 Coeficiente de Potência Real

Até o presente momento, analisou-se o comportamento das massas de ar e a energia cinética nelas disponível. Após isso, equacionou-se a potência mecânica da turbina de

maneira a obter-se a equação do C_p teórico. Note porém que em um sistema real, tal equação obtida até então mostra-se impossível de aplicar, visto que não há como medir com exatidão as velocidades do vento no ponto imediatamente anterior e imediatamente posterior do rotor. Logo, vê-se que a equação (2.17) é apenas teórica e para aplicá-la em um sistema real, necessário será encontrar uma forma prática de mensurar tal coeficiente. (TIBOLA, 2009) Na prática, o C_p real é dado em função da velocidade de ponta de pá (do inglês Tip Speed Ratio TSR) cujo símbolo é (λ) e do ângulo de passo (β) da turbina. Variando-se esses valores, altera-se a posição das pás em relação ao vento e sua velocidade, alterando a intensidade das forças que atuam na pá, diminuindo ou aumentando a absorção da energia do vento e alterando também a resposta aerodinâmica da turbina (MARTINELLO, 2013). Para definir uma equação para a mesma, necessita-se primeiro entender as forças aerodinâmicas atuantes na pá do rotor.

2.4.1 Forças Aerodinâmicas Nas Pás do Rotor

Ao trabalhar com massas de ar, atua-se com um fluido cujo movimento ou escoamento pode ser visto como a movimentação de um agrupamento de partículas. Tais partículas formam filetes cujo comportamento pode ser analisado pela experiência de Reynolds. Nela um líquido com corante é inserido em um reservatório com água e que contém uma válvula no final. Ao abri-la o fluido começa a escoar inicialmente de forma ordenada, com o fluido em baixa velocidade e com um filete de corante reto e contínuo. Porém conforme a válvula é aberta, aumenta-se a velocidade do fluido e o filete começa a formar ondulações que irão aumentando até o ponto onde a válvula foi aberta o suficiente para diluir o corante completamente no fluido inicial. Este comportamento demonstra a existência de dois tipos distintos de escoamentos, um ordenado, chamado de escoamento laminar, onde as partículas se deslocam como lâminas individuais sem contato uma com a outra e, outro chamado de escoamento turbulento onde as partículas apresentam movimento elevado e aleatório e as velocidades delas tem componentes transversais ao movimento do escoamento. (BRUNETTI, 2008) A presença de um rotor em frente a uma massa de ar leva os filetes deste fluido a se deformarem, visto que parte destes filetes atravessam o rotor e parte acaba sendo refletida ao chocar-se com o objeto físico, no caso as pás. A força que o vento exerce sobre o rotor concentra-se no centro aerodinâmico da estrutura ou centro de empuxo e pode ser analisado na forma de um vetor com direção perpendicular à do rotor e no sentido do movimento do vento:

$$F = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_w \quad (2.22)$$

Pela equação é possível entender que a força (F) atuando nas pás do rotor depende da área em que o vento está incidindo (A), da velocidade do vento (v), da densidade do ar (ρ) e do coeficiente (C_w) que é dependente do ângulo de ataque (α) e da turbulência do movimento das partículas do vento. Conforme varia-se o α , altera-se a maneira como F

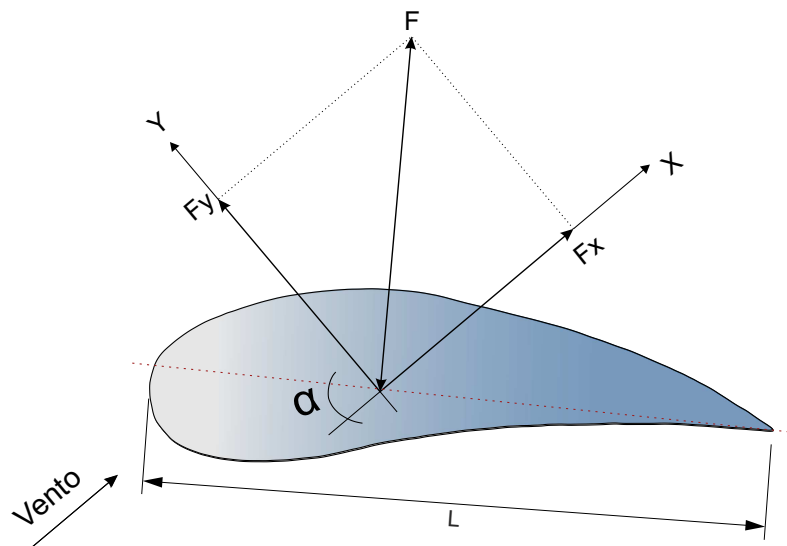
atua sobre a pá. Quando o vento atravessa a pá forma-se uma região de alta pressão, na parte frontal da pá, onde incide o vento e uma região de baixa pressão, na parte traseira da pá, onde a ação do vento será turbulento. Caso o α seja muito grande, então a pá terá uma tendência de deslocar-se para frente, no sentido do vento, porém, caso o α seja pequeno, então a pá move-se no sentido de levantar-se, tal fenômeno é chamado "Efeito Bernoulli". (TIBOLA, 2009) Na prática, a pá de uma turbina é perfilada visando um bom aproveitamento da energia cinética do vento ao diminuir a turbulência na área de baixa pressão para aumentar o trabalho produzido. A força que atua sobre a pá é decomposta em duas componentes, uma horizontal na direção do eixo x, chamada de "Força de Arrasto"(do inglês *Drag*) (F_x) e outra no eixo vertical y, perpendicular a direção do vento, chamada de "Força de Sustentação"(do inglês *lift*) (F_y) e que aumenta conforme o α diminui(TIBOLA, 2009). A resultante das componentes dessas duas forças na direção da velocidade da pá é que produz o torque que movimenta a turbina(MARTINELLO, 2013). Assim:

$$F_x = F \sin(\alpha) = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_x \quad (2.23)$$

$$F_y = F \cos(\alpha) = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_y \quad (2.24)$$

Nota-se agora que a força definida em 2.22, e que era específica para perfis planos, agora é

Fig. 5 – Forças atuantes no perfil da hélice.



Fonte: Autoria própria

substituída por dois coeficientes (C_x) e (C_y) adequados para perfis perfilados. Além disso, para α fixo, é possível relacionar os dois coeficientes:

$$F = \frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{\tan(\alpha)} \quad (2.25)$$

E logo

$$C_y = f(C_x) \quad (2.26)$$

Esta equação permite traçar a "curva de perfil" do sistema, à partir das medições de forças de arrasto e sustentação e com o auxílio de uma balança de torção em um túnel de vento. Assim, determina-se e projeta-se o melhor perfil para o aproveitamento da força na direção desejada. Note que para cada aerogerador define-se o número de pás conforme o tipo de turbina a ser utilizada. (TIBOLA, 2009)

2.4.2 Perfis Rotacionais

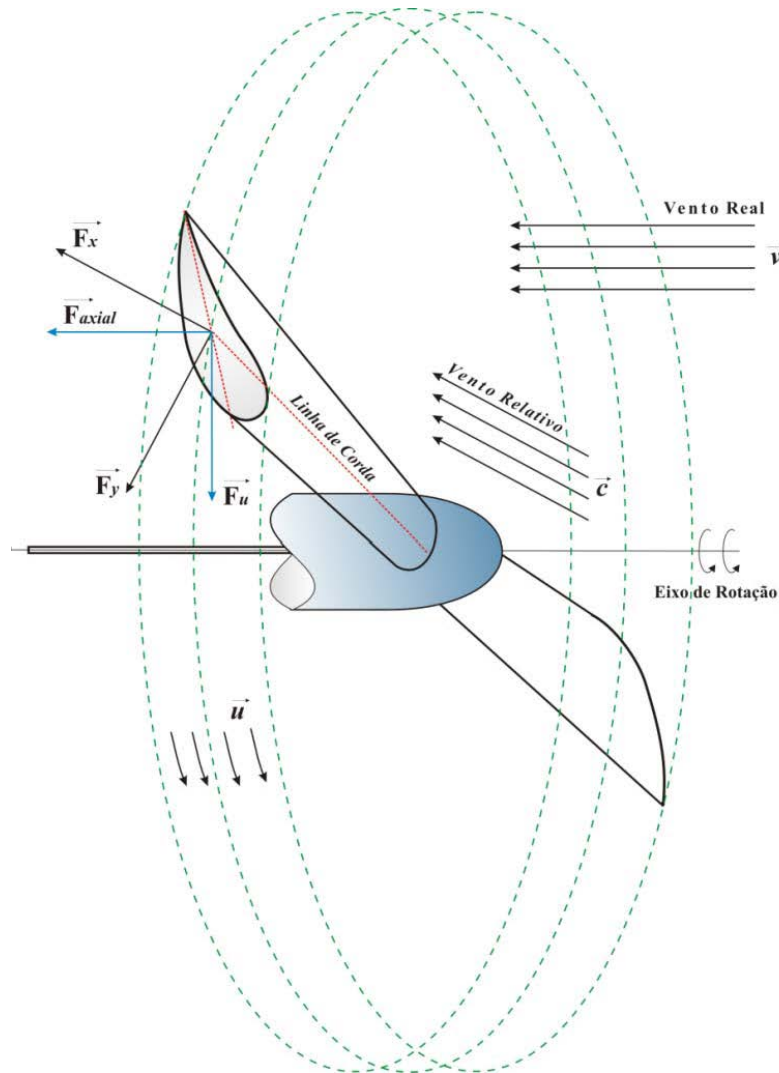
Até o presente momento, analisou-se somente uma pá sendo ultrapassada pelo vento, porém para se obter o comportamento real que as forças aerodinâmicas terão em uma turbina eólica é preciso levar em conta o seu deslocamento rotacional, ou seja, como uma pá que está girando em torno de um eixo se comporta com a passagem de ar. Para isso é necessário abordar dois conceitos importantes. Um deles é o da "Velocidade Relativa do Vento" que é a soma dos vetores "Velocidade Estacionária do Vento" percebidos por uma turbina e "Velocidade Tangencial da Hélice, criado pelo giro do rotor". O vetor (\vec{c}) representa a velocidade relativa do vento que é composta pelos vetores (\vec{v}), chamado de velocidade estacionária e (\vec{u}), chamado de velocidade de giro. O α é formado entre a direção relativa do vento e a chamada "Linha de Corda", que é uma linha que atravessa a hélice em seu comprimento ou raio. O ângulo formado pela direção relativa do vento com o plano de rotação é chamado de "ângulo relativo" (φ). Já o ângulo formado entre a linha de corda e o plano de rotação é resultado da subtração 2.27 e é conhecido como Ângulo de Passo (β), sendo um importante parâmetro para turbinas eólicas.

$$\beta = \varphi - \alpha \quad (2.27)$$

No perfil estacionário, as forças mais importantes apresentadas eram a de arrasto e de sustentação oriundas da decomposição da força em relação a direção do vento. Agora, para um perfil rotacional, essas mesmas forças aparecem como decomposição da força para cada elemento de perfil que compõe a hélice. Desse modo, utiliza-se a direção relativa do vento como referência e não mais a direção real do vento. (TIBOLA, 2009). O sistema obtido apresenta outras duas importantes forças oriundas do projeto no plano de rotação das forças de arrasto de sustentação. Uma é a "Força Útil" (\vec{F}_u), responsável pela rotação da hélice e paralela ao vetor \vec{u} e outra é a "Força Axial" (\vec{F}_a), que exerce força sobre o rotor e é perpendicular a \vec{u} sendo compensada pela reação do suporte de eixo do rotor. Como a direção do vento a ser considerada para este tipo de perfil ser a direção relativa do vento, as equações 2.23, e 2.24 são reescritas de forma a adaptar essa mudança,

$$F_x = F \sin(\alpha) = \frac{1}{2} \rho A c^2 C_x \quad (2.28)$$

Fig. 6 – Forças atuantes nas hélice de um rotor em movimento



Fonte: (TIBOLA, 2009)

$$F_y = F \cos(\alpha) = \frac{1}{2} \rho A c^2 C_y \quad (2.29)$$

Representando as forças de arrasto e sustentação respectivamente. Já a força útil e a força axial são apresentados por:

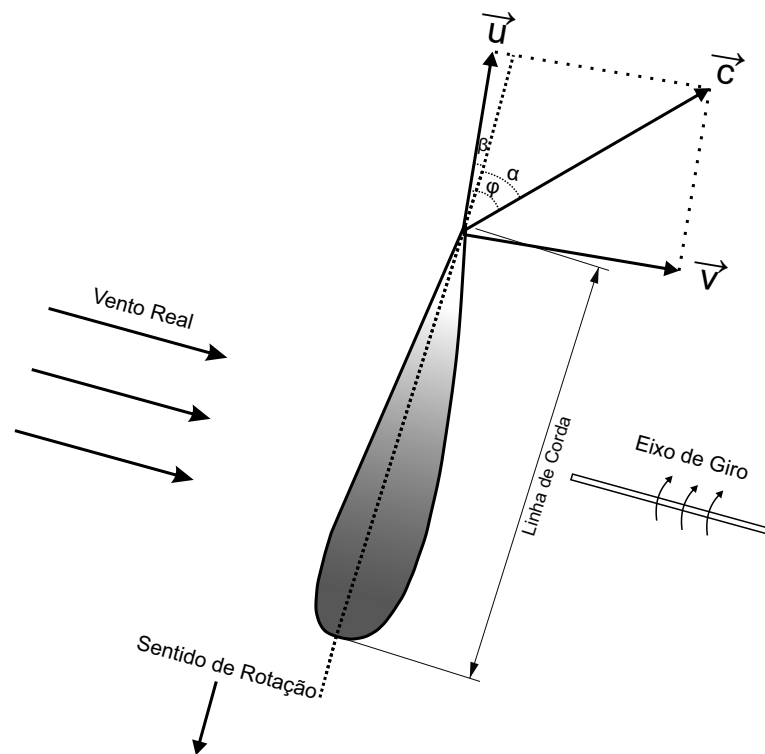
$$F_u = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_y \frac{\text{sen}(\varphi - \alpha)}{\text{sen}(\varphi)^2 \cos(\alpha)} \quad (2.30)$$

$$F_a = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_y \frac{\cos(\varphi - \alpha)}{\text{sen}(\varphi)^2 \cos(\alpha)} \quad (2.31)$$

Vê-se nas equações apresentadas que α relaciona-se diretamente com a intensidade das forças de arrasto e sustentação. Para α pequeno ambas as forças aumentam até um máximo de $\alpha = 15^\circ$ onde a força de sustentação atinge seu pico, tendo após isso um decréscimo a cada incremento de α . Logo para um α grande, considera-se somente a força de arrasto,

tendo seu máximo quando $\alpha = 90^\circ$. Nota-se também que como \vec{u} varia ao longo do raio da hélice então, \vec{c} também o faz e β irá variar ao longo do crescimento do raio da pá, e devido a isso as pás são construídas na forma torcida (do inglês *twist*). Assim demonstra-se que quando há um monitoramento e controle da posição das pás, ou seja, dos ângulos de α e β , tem-se controle sobre o que será extraído pela turbina, ou seja da P_m ou potência extraída(TIBOLA, 2009)(MARTINELLO, 2013).

Fig. 7 – Velocidades e ângulos de um aerogerador em movimento



Fonte: (TIBOLA, 2009)

2.4.3 Velocidade De Ponta De Pá E Rendimento

Sabe-se pela física que a potência pode ser obtida ao multiplicar-se uma força pela velocidade que ela está exposta e assim, é possível definir a "Potência Útil"(P_u) e a "Potência Axial"(P_a) como sendo:

$$P_u = F_u \cdot u \quad (2.32)$$

$$P_a = F_a \cdot v \quad (2.33)$$

Sendo \vec{u} uma velocidade tangencial e considerando (2.33) como uma perda do aerogerador. Com isso torna-se possível obter o rendimento aerodinâmico com o quociente entre (2.32)

e (2.33):

$$\eta_a = \frac{P_u}{P_a} = \frac{F_u u}{F_a v} = \frac{\text{sen}(\varphi - \alpha) u}{\text{cos}(\varphi - \alpha) v} = \text{tg}(\varphi - \alpha) \frac{u}{v} \quad (2.34)$$

E ao expandir-se a tangente é possível obter:

$$\eta_a = \text{tg}(\varphi - \alpha) \frac{u}{v} = \frac{\text{tg}(\varphi) - \text{tg}(\alpha) \frac{u}{v}}{1 + \text{tg}(\varphi)\text{tg}(\alpha) \frac{u}{v}} \quad (2.35)$$

Que dividindo 2.35 por $\text{tg}(\varphi)\text{tg}(\alpha)$ obtém-se:

$$\eta_a = \frac{\frac{1}{\text{tg}(\alpha)} - \text{cotg}(\varphi)}{\frac{1}{\text{tg}(\alpha)} + \text{tg}(\varphi)} \text{tg}(\varphi) \frac{u}{v} \quad (2.36)$$

Então, a partir da análise trigonométrica do triângulo de velocidades da Figura 7 é possível obter-se:

$$\frac{u}{v} = \frac{1}{\text{tg}(\varphi)} = \text{cotg}(\varphi) \quad (2.37)$$

Que juntamente com 2.26 originam a expressão final do rendimento aerodinâmico mostrado:

$$\eta_a = \frac{f - \text{cotg}(\varphi)}{f + \text{tg}(\varphi)} \quad (2.38)$$

Onde (f) é o quociente aerodinâmico. Na equação vê-se que o rendimento é relacionado diretamente com os parâmetros da curva de perfil aerodinâmico e do ângulo relativo do vento, e que quanto maior for f também maior será o rendimento, podendo atingir a unidade, o que violaria o limite de Betz anteriormente citado. (TIBOLA, 2009) Retornando-se agora a expressão 2.37 é possível reconhecer que a equação do $\text{cotg}(\varphi)$ é igual ao TSR que é definido como a relação entre a velocidade real do vento com a apresentada na ponta da hélice, ou seja, a velocidade tangencial da pá. Ela demonstra o quanto a força e velocidade do vento incidindo nas hélices do rotor refletem-se na rotação real que o mesmo desenvolve (ω_m) em radianos por segundo. (TIBOLA, 2009)(BERNARDES, 2009):

$$TSR = \text{cotg}(\varphi) = \frac{u}{v} = \lambda = \frac{r\omega}{v_w} \quad (2.39)$$

Onde:

⇒ r = Raio da Turbina [m];

⇒ ω = Velocidade angular da turbina [rad/s];

⇒ v_w = Velocidade do vento. [m/s]

Utilizando-se do conceito de TSR no projeto das turbinas modernas, é que escolhe-se um α próximo de zero de maneira a obter-se um C_p ótimo e na construção de um aerogerador, deve-se projetar as velocidades nominais de maneira a obter-se sempre o máximo rendimento, escolhendo-se o perfil adequando de velocidade de rotação junto do local on o aerogerador será instalado.

2.4.4 Potência e Torque Mecânico Real

A potência mecânica definido anteriormente em 2.18 deve agora ser atualizado para um C_p real, dado em função do λ e β , de maneira que:

$$P(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v_2^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.40)$$

E ao considerar-se a relação entre potência mecânica e frequência angular como o torque mecânico então obtém-se:

$$\mathcal{T}_m = \frac{P_m}{\omega_m} \quad (2.41)$$

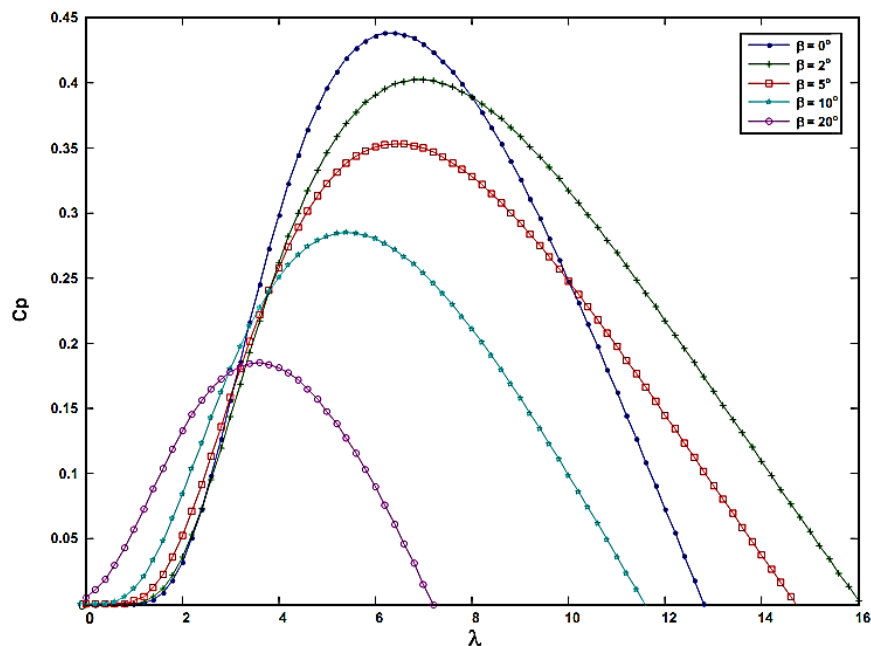
$$\mathcal{T}_m(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v_2^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\omega_m} \quad (2.42)$$

E utilizando-se da equação 2.39 ao isolar-se ω_m e admitir-se que $V_2 = V_w$ é possível obter a expressão final do torque mecânico como sendo:

$$\mathcal{T}_m = \frac{1}{2} \rho \pi r^3 V_w^2 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} = \frac{1}{2} \rho A r V_w^2 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (2.43)$$

. Na prática, como o $C_p(\lambda, \beta)$ representa o perfil aerodinâmico da turbina, cria-se uma curva com diversos valores de C_p em relação ao λ para cada valor de β de maneira a encontrar-se o ponto máximo onde a turbina funcionará com máxima potência e melhor extração de energia do vento (TIBOLA, 2009).

Fig. 8 – Exemplo de coeficiente de potência para vários ângulos de passo.



Fonte: (MARTINELLO, 2013)

2.4.5 Modelo Do Coeficiente De Potência Experimental

Para obter um modelo de turbina eólica que seja o mais próximo possível da realidade, é necessário modelar o seu comportamento dinâmico através da simulação de sua curva característica de potência. A equação do coeficiente de potência obtido até então era baseada na teoria que rege o comportamento dos fluídos e da conversão de energia e simulava com precisão o limite que existe na absorção da potência presente em uma massa de ar. O problema é que aplicar essa equação não é possível devido a impossibilidade de medir as velocidades nos pontos necessários e por isso há a necessidade de obter-se uma equação real para o coeficiente de potência que ainda relacione o ângulo β com o λ . Os coeficientes dessa equação podem ser obtidos de diversas maneiras, como por exemplo pelo métodos de elemento de lâmina (do inglês *Blade Element Method*) que consiste em dividir as pás do aerogerador em diversos elementos menores e então analisar separadamente cada força atuante nessas partes, após isso, integra-se os valores para obter um valor correspondente a toda o pá. Esse método aproxima-se dos valores práticos de maneira adequada, mas, o trabalho necessário para realiza-lo é muito grande, tornando-o na prática de difícil utilização. (HEIER, 2014)(TIBOLA, 2009) (MARTINELLO, 2013) Como alternativa tem-se os métodos computacionais cuja estimação apresenta uma certa porcentagem de erro aceito dentro do possível, a determinação do coeficiente por campos de dados (do inglês *Data Fields*) alimentados diretamente e que formam a base para simulação de sistemas na computação de potência (do inglês *Power Computation*). Quando há dados o suficiente no campo de dados então utiliza-se interpolação linear para encontrar-se valores intermediários utilizados nas simulações.(HEIER, 2014) Um outra forma de obter a equação do C_p em relação as características da turbina é através da análise de curvas entre C_p e λ para diversos β . Os dados obtidos são aproximados na forma de uma equação não linear da forma(BERNARDES, 2009)(HEIER, 2014):

$$C_p(\beta, \lambda) = a_1 \left(\frac{a_2}{\lambda_i} - a_3\beta - a_4\beta^{a_5} - a_6 \right) e^{-\frac{a_7}{\lambda_i}} \quad (2.44)$$

Onde λ_i é obtido por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + a_8\beta} - \frac{a_9}{\beta^3 + 1}} \quad (2.45)$$

E onde os valores das equações chamam-se de constantes de aproximação e são ajustados para se obter melhor correspondência com os dados obtidos pelos fabricantes da turbina a ser simulada(BERNARDES, 2009). Neste trabalho utiliza-se os valores dados por (MARTINELLO, 2013) na Tabela 1. Assim, com o equacionamento obtido até então

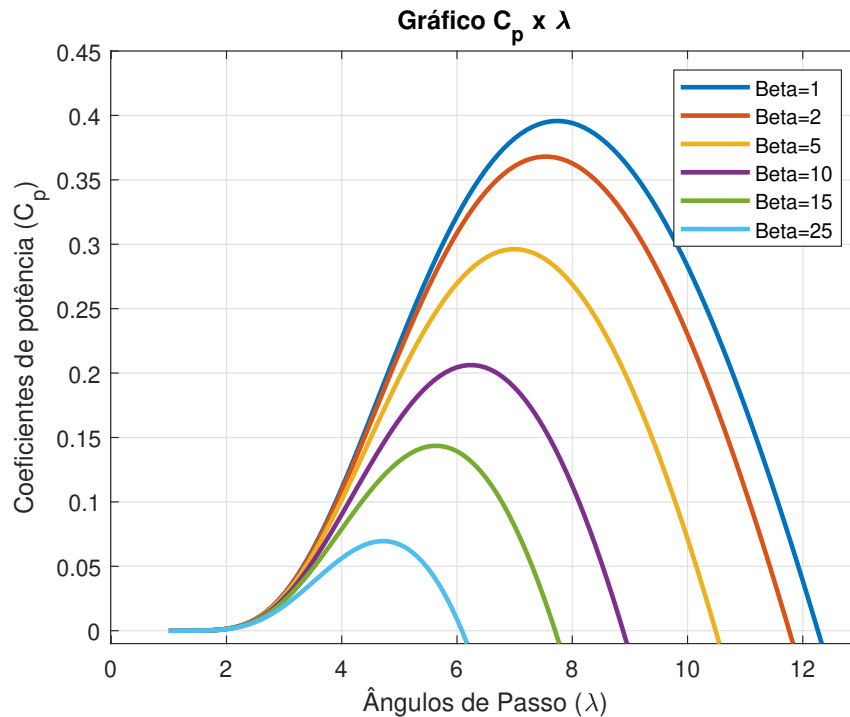
Tabela 1 – Constantes experimentais

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
0.5175	116	0.4	0	0	5	21	-0.008	0.035

pode-se simular com previsão o modelo mecânico de uma turbina. A partir desse ponto,

pode-se o valor máximo de $C_p(\lambda)$ quando definimos o λ como sendo igual ao λ_{OPT} , o que será melhor descrito no item sobre o método de rastreamento de máxima potência. Há também a possibilidade de traçar uma curva analítica das características $C_p \times \lambda$:

Fig. 9 – Coeficientes de potência para diversos ângulos de passo.



Fonte: Autoria própria

Entendo-se como funciona a relação entre o coeficiente de potência para os diversos ângulos de passo, aborda-se como é realizado o controle da velocidade da turbina, de forma a sempre extrair-se o máximo de potência possível para cada velocidade de vento, bem como proteger a integridade mecânica do sistema quando essa velocidade ultrapassa os limites desejados.

2.5 Controle de Velocidade

Ao utiliza-se uma turbina eólica em uma região com ventos moderados, deve-se pensar na possibilidade do vento ultrapassar os valores esperados de velocidade. Nessa situação, deve-se procurar desligar a turbina, evitando-se assim danos mecânicos devido ao excesso de velocidade. Assim controlar a rotação da turbina garante a integridade estrutural do sistema, evitando-se danos e consequentes acidentes, bem como o ajuste e controle de potência mecânica absorvida, ajustando a velocidade de rotação angular do rotor aos valores ótimos projetados para cada velocidade do vento. Existe dois tipos básicos de controle de velocidade em uma turbina eólica, um é o controle por estol (do

inglês *Stall*) e o controle pelo ângulo de passo, ou embandeiramento (do inglês *pitch*). O primeiro é utilizado principalmente para turbinas de pequeno porte, por ter menor custo, sendo mais simples, robusto e possuindo ângulo de passo fixo. Para turbinas de maior porte, utiliza-se o controle por *pitch*, onde altera-se o β de maneira a diminuir a força incidindo na pá, ou seja, a absorção do vento pelo rotor. (TIBOLA, 2009)

2.5.1 Controle por Estol

Esse tipo de controle, funciona através do ângulo relativo, que aumenta conforme a velocidade do vento. Isso ocorre, porque o β e a velocidade angular permanecem constantes, e assim, aumenta-se o α , diminuindo-se a eficiência da turbina até ocorrer o *stol*, quando o fluxo de ar solta-se da superfície e passa a girar em um vórtice de turbulência. Assim, parte da força de sustentação se perde e o torque no rotor diminui. Dessa maneira acima de uma velocidade específica, a energia do vento será melhor aproveitada e a velocidade tangencial máxima projetada será mantida. Nota-se que a velocidade é limitada em um valor máximo, conforme o projeto aerodinâmico. (TIBOLA, 2009) Há duas maneiras de se realizar o controle por estol, uma é o estol passivo, onde a geometria do perfil, utilizando-se de α fixos, cria uma zona de turbulência em velocidades do vento mais altas do que o limite. Tem como principal vantagem a não utilização de partes móveis, mas, seu controle é complicado, e o cálculo aerodinâmico é difícil de realizar. Nota-se também que após o α , atingir 15° , as hélices são submetidas a uma grande sobrecarga mecânica, devido a diminuição brusca da força de sustentação, e conseqüentemente da força de arrasto. (TIBOLA, 2009) No controle por estol ativo, há a presença de um dispositivo mecânico, que gira as pás quando um vento demasiadamente forte incide sobre elas. Assim, aumenta-se o α de maneira a atingir-se o estol, de forma mais acentuada, dissipando-se a energia mecânica excessiva, controlando-se a eficiência de potência e diminuindo-se a carga mecânica imposta a hélice pelo vento. Além disso, em casos de tempestades ou, de rajadas muito fortes, a segurança do sistema também é mantida. (TIBOLA, 2009)

2.5.2 Controle Por Ângulo de Passo

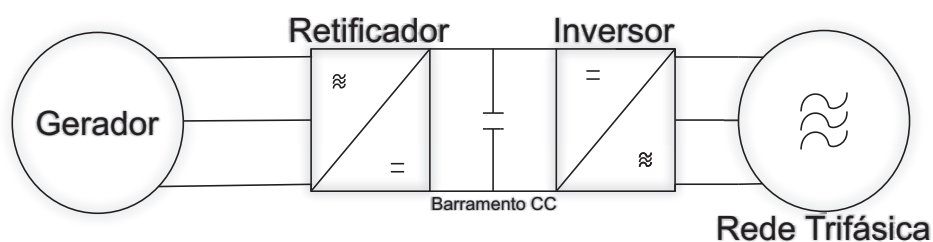
No controle por β , conforme a velocidade angular e a velocidade do vento aumentam, altera-se o valor de β para cada pá, dentro um intervalo de valores desejados, de forma a eliminar os excessos de energia e realizar um controle da potência absorvida. Utiliza-se tal mecanismo, para turbinas de grande porte, visto que cada hélice deve ter suas aletas movidas, através de servomecanismos, alterando o valor desse ângulo β em alguns graus, conforme o vento muda. Assim, mantém-se um valor ótimo para extrair a máxima potência em qualquer velocidade do vento. As hélices utilizadas também realizam a torção de suas pás de maneira a compensar o ângulo relativo. Quando a velocidade do vento é considerada constante e idêntica em todos os pontos da hélice, ao longo de seu raio, cada

ponto apresenta uma velocidade tangencial diferente, e seu valor máximo ocorre na ponta da hélice. A velocidade relativa diminuirá da base até a ponta e como o β permanece constante junto do vento, o α variará ao longo da linha de corda. O que deve ser evitado, por isso, utiliza-se a torção das pás.(TIBOLA, 2009) Inicia-se agora uma nova etapa para obter o modelo completo da turbina. O comportamento mecânico já está devidamente compreendido e modelado. A próxima etapa agora é analisar o comportamento elétrico do sistema, necessário para converter a energia mecânica presente no eixo em energia elétrica nos terminais do gerador.

2.6 Modelo Elétrico Do Gerador Síncrono De Imã Permanente

Para converter a energia cinética presente no vento em eletricidade, utilizou-se um rotor com pás que desenvolve torque mecânico devido as forças de arrasto e sustentação no qual está exposto. O rotor, ao começar a girar, rotaciona seu eixo, no qual está ligado um gerador, que com o torque presente no eixo acaba induzindo uma tensão em seus terminais. O valor induzido depende da força do vento sobre as pás e dos ângulos λ e β utilizados na turbina, mas, tem devido a flutuação do comportamento do vento, uma variação natural, que o distancia dos limites aceitos pela rede elétrica. Para resolver o problema, necessita-se retificar essa tensão, convertendo-a para valores contínuos, onde será possível armazená-la em um banco de baterias ou em capacitores, e então com a ajuda de um conversor eletrônico de potência, converte-la novamente para valores alternados, porém dentro das especificações e frequências da rede. Na Figura 10 encontra-se o modelo completo abrangendo todo o sistema. Os geradores utilizados em turbinas eólicas são

Fig. 10 – Modelo Completo do Sistema da Turbina.



Fonte: Autoria própria.

normalmente assíncronos, com rotor gaiola de esquilo. Utiliza-se em seu projeto, uma caixa de engrenagem, que conecta o eixo do rotor com o eixo do gerador e permite que uma pequena rotação do rotor da turbina possa induzir uma velocidade maior no eixo do gerador. Este último está diretamente conectado a rede elétrica, dispensando-se assim a necessidade do uso de métodos de controle, pois o mesmo já se encontra nos parâmetros da rede, assim a rotação desse tipo de turbina é constante. Devido ao desgaste da caixa de engrenagem e da exposição que há no gerador a distúrbios oriundos da rede, esse tipo

de turbina com gerador assíncrono está sendo substituído por outras variantes, como por exemplo o gerador síncrono de imã permanente.(BRIESCH, 2016) O gerador síncrono de imã permanente e acoplamento direto tem a vantagem de não utilizar caixa de engrenagem, não necessitar de anéis coletores, nem de uma alimentação externa para o circuito de campo, visto que o mesmo é composto por elementos magnéticos(BERNARDES, 2009). Como o gerador está ligado diretamente no rotor da turbina, não há como obter as características de tensão e corrente da rede elétrica e para isso, necessita-se do uso de conversores elétricos(BRIESCH, 2016). Seu uso é relativamente recente, principalmente devido ao desenvolvimento das tecnologias de eletrônica de potência e do descobrimento de materiais magnéticos permanente de terras raras, o que torna o gerador síncrono uma máquina de boa eficiência e rendimento(TIBOLA, 2009)(BRIESCH, 2016). Este tipo de gerador tem seu comportamento muito similar a do gerador síncrono convencional e, por isso, pode-se assumir que as mesmas leis que operam no segundo caso, irão operar no primeiro(FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006). Quando o rotor da turbina começa a girar, o circuito do rotor, onde localizam-se os imãs permanentes, começa a girar, criando um campo magnético girante. Com isso, os enrolamentos do circuito do estator são expostos a um campo magnético variante e, pela lei de Faraday, induz-se uma tensão nos terminais do estator. Como esse circuito apresenta enrolamentos dispersos de maneira a formar-se ângulos de 120° entre fases, gera-se tensões induzidas defasadas em 120° entre si que formam um campo magnético girante no estator que acompanha o campo magnético rotacional presente no rotor do gerador e, assim, a máquina inicia a geração de energia elétrica. (CHAPMAN, 2013). Nesse modelo, o gerador está conectado em estrela, e apresenta dois polos. O estator é composto por enrolamentos as, bs e cs, com distribuição senoidal, defasagem de 120° entre si, com resistências síncronas R_s e, cada um com uma indutância de maneira a obter-se L_a , L_b e L_c . O rotor do gerador é composto por enrolamentos de campo f_d , com resistência R_{fd} e indutância L_{fd} . A ação gerador ocorre devido a direção negativa das correntes no estator que entram nos terminais. Em Coordenadas ABC, o modelo mecânico do gerador é:

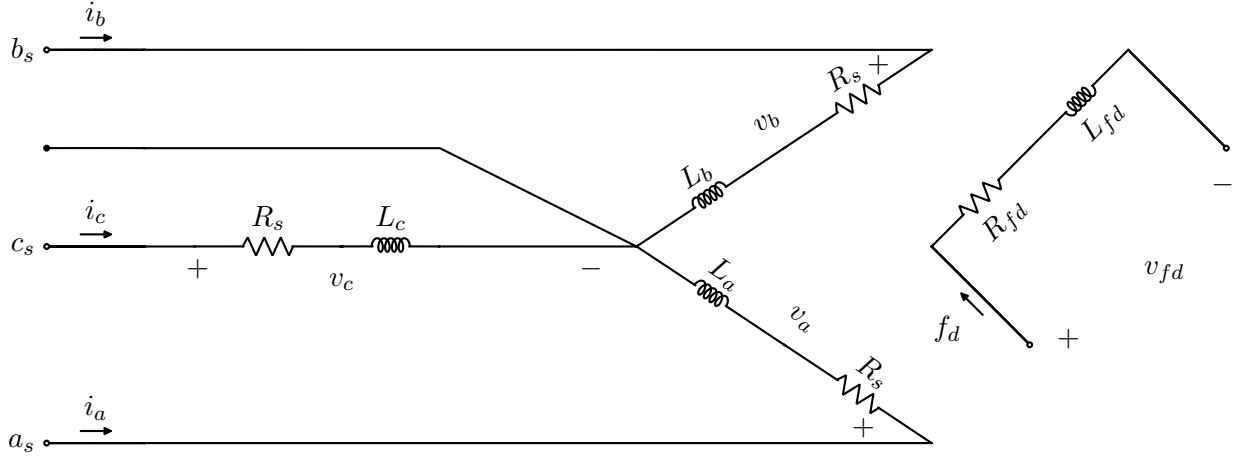
$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

Onde ψ_a , ψ_b e ψ_c são os fluxos magnéticos nas fases A, B e C e são dados por:

$$\begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \psi_{pm_a} \\ \psi_{pm_b} \\ \psi_{pm_c} \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

Onde L_a , L_b e L_c são as indutâncias nas fases A, B e C. M_{ab} , M_{bc} , M_{ac} são as indutâncias mútuas entre as fases e ψ_{pm_a} , ψ_{pm_b} e ψ_{pm_c} são os fluxos magnéticos acoplados. O diagrama do circuito do gerador é mostrado em 11. As indutâncias por fase apresentadas na equação

Fig. 11 – Diagrama Elétrico do Gerador Síncrono de Imã Permanente



Fonte: Autoria própria.

2.47 tem por definição:

$$L_a = L_o + L_m \cos(2\theta_e) \quad (2.48)$$

$$L_b = L_o + L_m \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.49)$$

$$L_c = L_o + L_m \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.50)$$

e as indutâncias mútuas são dadas por:

$$M_{ab} = -\frac{1}{2}L_o + L_m \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.51)$$

$$M_{bc} = -\frac{1}{2}L_o + L_m \cos(2\theta_e) \quad (2.52)$$

$$M_{ac} = -\frac{1}{2}L_o + L_m \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.53)$$

Note-se porém que L_o e L_m são propriedades físicas do gerador e além disso, todas as indutâncias apresentadas em 2.50 e 2.53 são dadas em função do ângulo elétrico θ_e , definido como sendo o ângulo entre o eixo d do rotor, ou seja, o eixo do campo magnético do rotor, e o eixo a do estator, ou seja, o eixo do campo magnético da fase a do estator. Já os fluxos magnéticos acoplados ψ_{pm_a} , ψ_{pm_b} e ψ_{pm_c} são dados pelo fluxo magnético permanente e o fluxo em cada fase, ou seja:

$$\psi_{pm_a} = \psi_{pm} \cos(\theta_e) \quad (2.54)$$

$$\psi_{pm_b} = \psi_{pm} \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.55)$$

$$\psi_{pm_c} = \psi_{pm} \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.56)$$

Ao analisar-se as equações anteriores, nota-se que o comportamento das tensões e correntes do gerador está diretamente acoplado ao comportamento de θ_e . Porém criar um modelo de

um gerador em coordenadas ABC torna-se de grande dificuldade devido a este acoplamento, e com isso surge a necessidade de desacoplarmos esse sistema, facilitando sua manipulação e simulação.

2.6.1 Modelo Em Coordenadas Dq Do Gerador Síncrono

Um acoplamento entre duas propriedades de um sistema é uma desafio de difícil solução, onde um valor está mutuamente conectado a outro. No caso dos enrolamentos, as tensões nestes se tornam equações diferenciais com coeficientes periódicos referidos a posição do rotor, o que não permite uma solução analítica convencional. A problemática das equações encontradas fica mais clara em sua forma reduzida:

$$V_{abc} = R_s i_{abc} + \frac{d}{dt} \psi_{abc} \quad (2.57)$$

$$\psi_{abc} = L_{abc} i_{abc} + \psi_{pm_{abc}} \quad (2.58)$$

$$v_{abc} = [v_a \quad v_b \quad v_c]^T \quad (2.59)$$

$$i_{abc} = [i_a \quad i_b \quad i_c]^T \quad (2.60)$$

$$\psi_{abc} = [\psi_a \quad \psi_b \quad \psi_c]^T \quad (2.61)$$

$$\psi_{pm_{abc}} = [\psi_{pm_{abc}} \quad \psi_{pm_{abc}} \quad \psi_{pm_{abc}}]^T \quad (2.62)$$

$$(2.63)$$

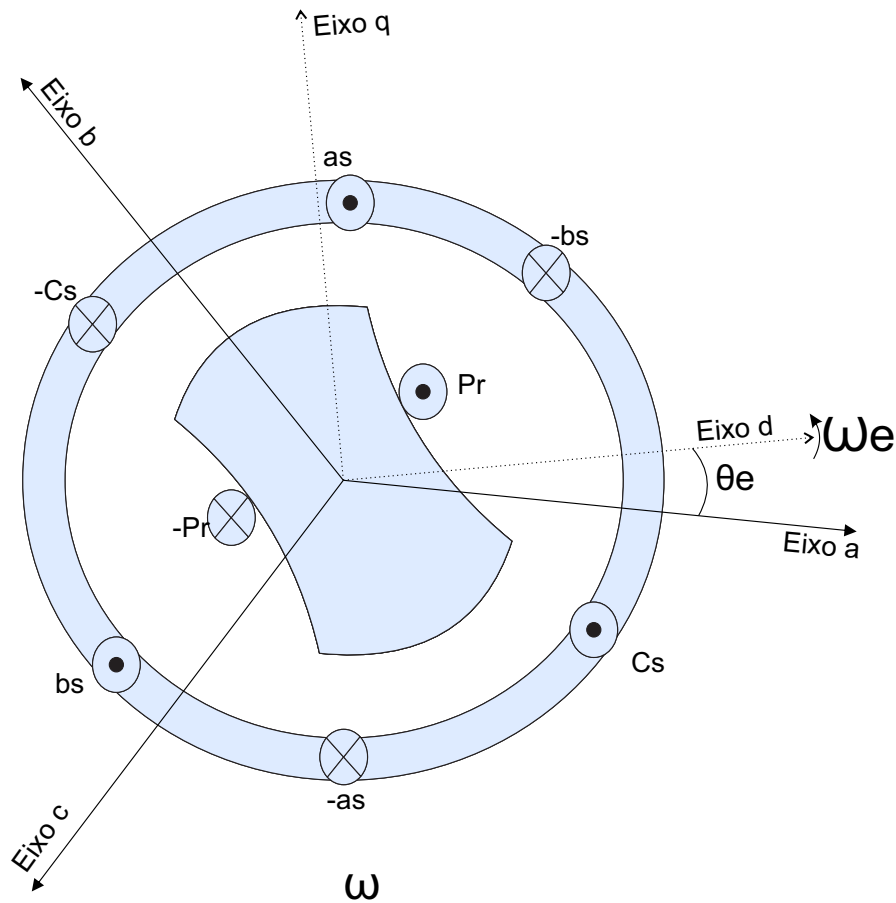
onde R_s e L_{abc} são dados por:

$$R_s = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \quad (2.64)$$

$$L_{abc} = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} \quad (2.65)$$

Vê-se claramente que as equações das tensões no estator dependem todas do valor de θ_e , ou seja, há um acoplamento entre o estator e a posição do rotor θ_e . Para elimina-lo, necessita-se primeiro executar uma mudança de variável que torne as indutâncias do estator invariantes no tempo. Assim, levam-se essas variáveis a um plano de referência fixado no rotor, obtendo-se assim o modelo síncrono dq do gerador. (BERNARDES, 2009) A Figura 12 mostra os eixos magnéticos dos enrolamentos do estator, denotador por a, b e c. e os eixos magnéticos do rotor, apresentados pelos eixos dq. O eixo magnético dos enrolamentos de campo é o próprio eixo direto. Utiliza-se na imagem \odot para representar uma corrente saindo da Figura e \otimes para uma entrando. Como dq, entende-se como dois eixos, chamados eixo direto e em quadratura, apresentados em um plano de referência. Os eixos magnéticos são

Fig. 12 – Eixos Magnéticos do Gerador Síncrono.

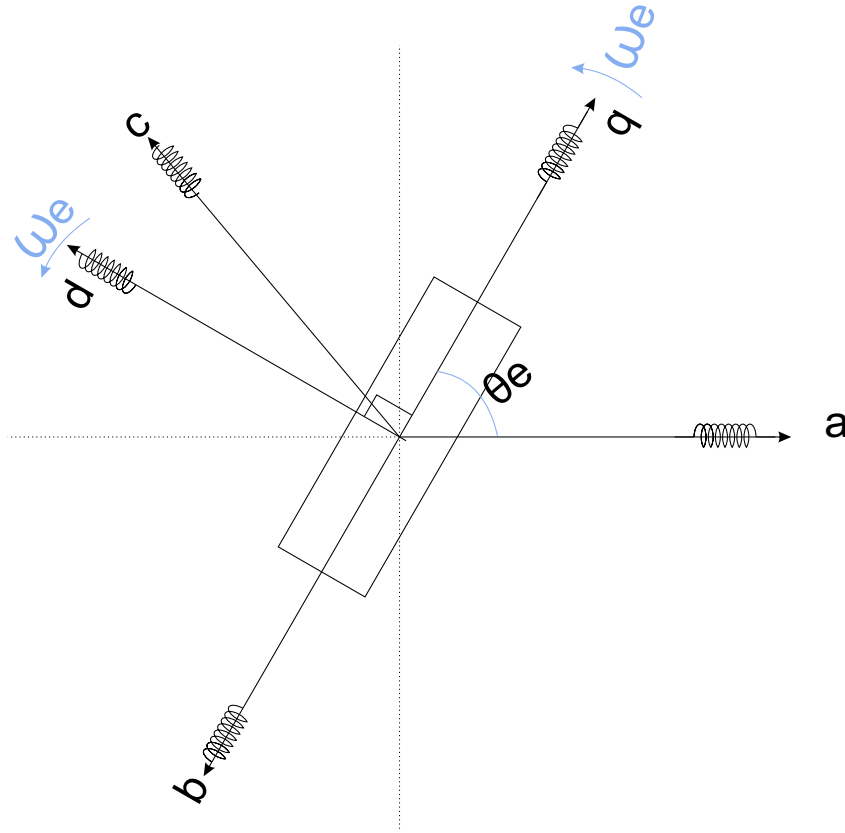


Fonte: Autoria própria.

os eixos formados pelas fases do estator com suas defasagens. Assim, utiliza-se um plano de referência de eixos dq ajustados com os eixos magnéticos do rotor, e girando com velocidade angular ω_e ou seja, velocidade angular elétrica. O eixo direto permanece em fase, ou seja, alinhado com o fluxo do campo magnético enquanto o eixo em quadratura posiciona-se adiantado em 90° desse, em fase com as tensões internas da máquina (BERNARDES, 2009). Mostra-se na Figura 13 os eixos magnéticos, demonstrando-se as relação entre os sistemas de coordenadas dq e abc. Quando há a necessidade de transformar equações diferenciais complexas com grandezas não-lineares variantes no tempo em grandezas constantes com equações mais simples de coeficientes lineares, utiliza-se transformadas matemáticas de desacoplamento. Um destas é a Transformada de Park, que converte sistemas estacionários em sistemas girantes que rotacionam de acordo com a frequência do sinal transformado. Nesse método converte-se o sistema de coordenadas abc em coordenadas síncronas dq, gerando-se dois enrolamentos fictícios que rotacionam acoplados ao rotor do gerador e tornam os coeficientes das tensões do estator constantes. Essa transformação é definida como:

$$f_{dq0} = T_{dq0} f_{abc} \tag{2.66}$$

Fig. 13 – Relação entre as Coordenadas ABC e DQ.



Fonte: Autoria própria.

Onde T_{dq0} é chamada de matriz de transformação e é definida por:

$$T_{dq0} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} \cos(\theta_d) & \cos(\theta_d - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_d + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_d) & -\sin(\theta_d - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_d + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (2.67)$$

E sua inversa é dada por $[T_{dq0}]^{-1}$ definida como sendo:

$$[T_{dq0}]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_d) & -\sin(\theta_d) & 1 \\ \cos(\theta_d - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_d - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta_d + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_d + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (2.68)$$

A disposição dos eixos dq apresentada na Figura 13 é a adotada para esse transformada. Assim, aplica-se a transformada apresentada em 2.66 nas equações 2.59 - 2.62 de maneira a obter-se o seguinte sistema:

$$\mathbf{v}_{dq} = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{v}_{abc} \quad (2.69)$$

$$\mathbf{i}_{dq} = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{i}_{abc} \quad (2.70)$$

$$\psi_{dq} = \mathbf{T}_{dq0} \psi_{abc} \quad (2.71)$$

$$\psi_{pm,dq} = \mathbf{T}_{dq0} \psi_{pm,abc} \quad (2.72)$$

note porém que caso o sistema seja equilibrado, então a componente de eixo 0 da matriz da transformada é nula, de maneira que a mesma pode ser omitida. Os vetores então podem ser expressos como:

$$\mathbf{v}_{dq} = \begin{bmatrix} v_d & v_q \end{bmatrix}^T \quad (2.73)$$

$$\mathbf{i}_{dq} = \begin{bmatrix} i_d & i_q \end{bmatrix}^T \quad (2.74)$$

$$\psi_{dq} = \begin{bmatrix} \psi_d & \psi_q \end{bmatrix}^T \quad (2.75)$$

$$\psi_{pm_{dq}} = \begin{bmatrix} \psi_{pm_d} & \psi_{pm_q} \end{bmatrix}^T \quad (2.76)$$

e como o fluxo magnético está alinhado ao eixo d, define-se que $\psi_{pm_q} = 0$ e logo $\psi_{pm_d} = \psi_{pm}$. O resultado obtido ao aplicar as transformadas (2.69 – 2.72) em 2.57 é:

$$\mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{v}_{dq} = \mathbf{R}_s \mathbf{T}_{dq0}^1 \mathbf{i}_{dq} + \frac{d}{dt} \left(\mathbf{T}_{dq0}^{-1} \psi_{pm_{dq}} \right) \quad (2.77)$$

Que, ao isolar-se a tensão torna-se:

$$\mathbf{v}_{dq} = \left(\mathbf{T}_{dq0} \mathbf{R}_s \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \right) \mathbf{i}_{dq} + \mathbf{T}_{dq0} \left(\frac{d}{dt} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \right) \psi_{dq} + \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \left(\frac{d}{dt} \psi_{dq} \right) \quad (2.78)$$

Que pode ser simplificado de maneira a obter-se:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \omega_e \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} \quad (2.79)$$

Da mesma forma, aplicando-se as equações (2.69 – 2.72) em 2.58 obtém-se agora:

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \psi_{pm} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.80)$$

E assim, o modelo dinâmico pode ser obtido ao aplicar 2.80 em 2.79, resultando em:

$$v_d = R_s i_d - \omega_e L_q i_q + L_d \frac{d}{dt} i_d \quad (2.81)$$

$$v_q = R_s i_q + \omega_e (L_d i_d + \psi_{pm}) + L_q \frac{d}{dt} i_q \quad (2.82)$$

onde L_d e L_q são definidos como:

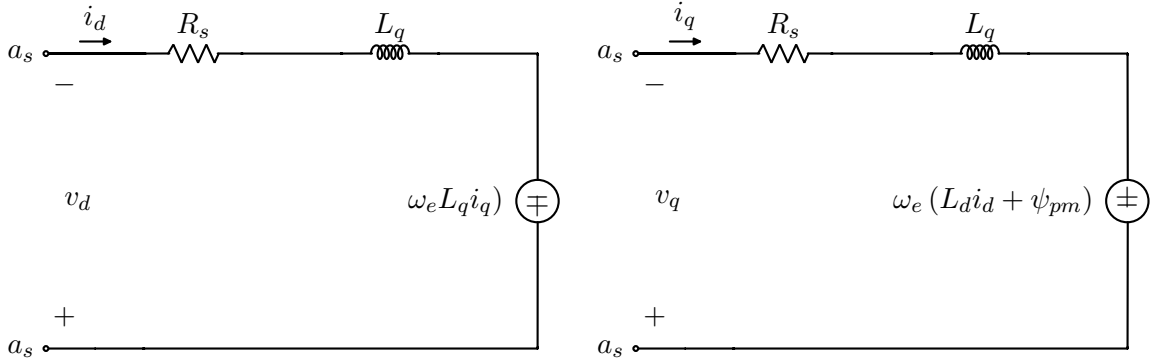
$$L_d = \frac{3}{2} (L_0 - L_m) \quad (2.83)$$

$$L_q = \frac{3}{2} (L_0 + L_m) \quad (2.84)$$

e na forma da equação de estados, obtém-se que:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \frac{\omega_e L_q}{L_d} \\ -\frac{\omega_e L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\psi_{pm}}{L_q} \end{bmatrix} \omega_e \quad (2.85)$$

Fig. 14 – Diagrama Elétrico Equivalente dq do Gerador



Fonte: Autoria própria

Assim, o diagrama elétrico para o modelo do circuito equivalente do gerador em coordenadas abc mostrado em 11 torna-se em coordenadas síncronas: E na forma de equações obtém-se:

$$\frac{d(i_d)}{dt} = -\frac{R_s I_d}{L_d} + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{V_d}{L_d} \quad (2.86)$$

$$\frac{d(i_q)}{dt} = -\frac{R_s I_q}{L_q} - \frac{\omega_e L_d i_d}{L_q} + \frac{V_q}{L_q} - \frac{\psi_{pm} \omega_e}{L_q} \quad (2.87)$$

A partir desse ponto, deve-se obter a potência elétrica gerada para então obter-se o conjugado elétrico e concluir o modelo elétrico do gerador. A Potência elétrica é definido como o produto entre a tensão nos terminais do dispositivo e a corrente, ou seja:

$$P_e = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (2.88)$$

E aplicando-se a transformada conforme o realizado com as tensões obtém-se:

$$P_e = \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q) \quad (2.89)$$

E substituindo-se as expressões das correntes e tensões, adquire-se:

$$p_e = \frac{3}{2} \left[R_s (i_d^2 + i_q^2) + \left(i_d \frac{d}{dt} \psi_d + i_q \frac{d}{dt} \psi_q \right) + \omega_e (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \right] \quad (2.90)$$

Nota-se que a expressão obtida é composta de três termos, sendo o primeiro dado por:

$$P_{cu} = \frac{3}{2} R_s (i_d^2 + i_q^2) \quad (2.91)$$

Que representando a potência dissipada pela resistência do estator, conhecido como perdas do cobre. O segundo termo representa a taxa de variação da energia acumulada nas indutâncias do gerador dado:

$$P_{te} = \left(i_d \frac{d}{dt} \psi_d + i_q \frac{d}{dt} \psi_q \right) \quad (2.92)$$

E a terceira parcela representa a parcela de potência que é realmente convertida em potência elétrica e sendo conhecida como potência gerada (P_g), ou ainda potência eletromecânica e cujo valor é dado por:

$$P_g = \frac{3}{2} \omega_e (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (2.93)$$

E agora, tornou-se possível obter-se o valor do torque elétrico que atua sobre o eixo do gerador. Seu valor é negativo, visto que a direção das correntes do estator são consideradas negativas por estarem entrando nos terminais, ou seja, devido a ação geradora. Para isso, considere o ω_e da equação anterior como sendo a velocidade angular elétrica, definida como sendo:

$$\omega_e = \frac{N_p}{2} \omega_m \quad (2.94)$$

E ao considerar-se que por definição a potência eletromecânica é o resultado da multiplicação do torque elétrico pela velocidade angular mecânica é possível obter-se:

$$\mathcal{T}_e = \frac{3 N_p}{2} \frac{1}{2} [\psi_{pm} i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (2.95)$$

A expressão obtida é dividida em duas componentes, a primeira sendo o conjugado de excitação de campo magnético

$$\mathcal{T}_{ef} = \frac{3 N_p}{2} \frac{1}{2} \psi_{pm} i_q \quad (2.96)$$

E a segunda, o conjugado de relutância.

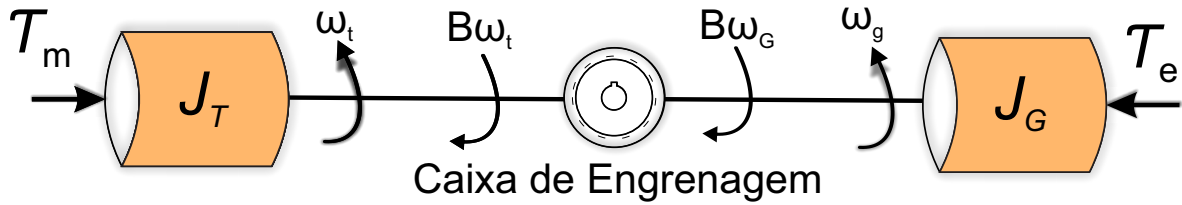
$$\mathcal{T}_{er} = \frac{3 N_p}{2} \frac{1}{2} (L_d - L_q) i_d i_q \quad (2.97)$$

E assim, conclui-se o modelo elétrico do gerador síncrono de imã permanente. Deve-se agora observar que para o modelo obtido até então estar o mais próximo possível de um modelo real, deve-se simular também o acoplamento existente entre o eixo do rotor da turbina e o eixo do gerador síncrono. Tal acoplamento sofre a influência de, entre outras coisas, o momento de inércia do gerador e o coeficiente de atrito.

2.6.2 Modelagem do Acoplamento da Turbina com o Gerador

O acoplamento presente no eixo é caracterizado da seguinte forma, imagina-se duas massas girantes, representando o rotor da turbina e o gerador respectivamente, com um eixo mecânico interligando as duas formas. O modelo geral, normante inclui uma caixa multiplicadora, ou engrenagem, que cria uma relação de velocidades e separa o eixo em dois, um da turbina e outra do gerador. Tal conexão teria então, um certo amortecimento e rigidez. Esse sistema funciona na simulação como um comparador entre o torque mecânico da turbina (\mathcal{T}_m) e o torque eletromecânico do gerador (\mathcal{T}_e) e a diferença entre os dois torques resulta na velocidade mecânica rotacional do eixo (ω_m) após sofrer o efeito da inércia. O torque mecânico é obtido ao dividir-se a potência mecânica P_m por ω_m . Nota-se porém que o gerador utilizado é um PMSG com acoplamento direto, então pode-se desconsiderar

Fig. 15 – Modelo Completo do Acoplamento do Eixo.



Fonte: Autoria própria.

os efeitos da caixa multiplicadora, que normalmente, é fonte de desgastes e necessita de considerável manutenção. A Figura 15 mostra um exemplo de um modelo abrangendo duas massas girantes com caixa multiplicadora, e a equação geral para um sistema dessa maneira é dada por:

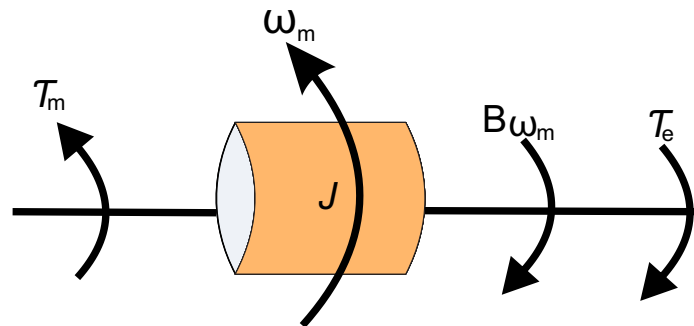
$$\mathcal{T}_m - \mathcal{T}_e - B\omega_m = (J_r + J_g) \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.98)$$

Mas para o modelo utilizado nesse trabalho, considera-se então que a inércia presente no sistema é uma só, oriunda do eixo direto, ou seja, que $J_r + J_g = J$ e assim, obtém-se um modelo adaptado para um gerador de acoplamento direto:

$$\mathcal{T}_m - \mathcal{T}_e - B\omega_m = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.99)$$

Onde B é o coeficiente de atrito do gerador, \mathcal{T}_e é o torque eletromecânico do gerador, \mathcal{T}_m é o torque mecânico do rotor e J é o momento de inércia do sistema. Nota-se também que nesse modelo a turbina funciona na mesma velocidade do gerador, levando-o a ter um número maior de pólos e também que a velocidade de operação é variável e não constante como seria no caso de uma turbina com engrenagem e assim, por isso necessita-se utilizar conversores para adaptar a tensão gerada aos padrões da rede elétrica. A Figura que mostra o modelo para esse tipo de turbina é dado em XYZ. (TIBOLA, 2009)(MARTINELLO, 2013)(ROCHA, 2008). Agora para simular completamente um sistema eólico, parte-se para a modelagem dos conversores que conectam o sistema a rede elétrica. Esse modelo é composto por um retificador, que transforma a tensão CA presente nos terminais do gerador em CC, podendo ser filtrado ou armazenado em capacitores ou baterias, e um inversor, responsável a converter a tensão no barramento CC para CA dentro dos valores da rede elétrica na qual a turbina estará conectada. Aqui também utiliza-se a transformada de Park, a fim de simular a tensão armazenada no capacitor que serve como buffer no barramento cc. O sistema formado é dividido em duas partes, uma aborda o lado do gerador e outra o lado da rede elétrica. No primeiro, a potência P_e e o torque \mathcal{T}_e do gerador são ditados pelo retificador que controla a velocidade e as correntes do gerador. No segundo lado, a rede impõe o valor da tensão sobre o inversor, que por sua vez controla os valores das correntes e a tensão sobre o barramento CC. A operação e o projeto desse controle é

Fig. 16 – Modelo do Acoplamento da Turbina com o PMSG.



Fonte: Autoria própria.

melhor abordado no capítulo 3 mas, utiliza-se esse conceito inicial para modelar o conversor de potência utilizado. Para tal fim, deve-se abordar a arquitetura utilizada no conversor de potência.

2.6.3 Arquitetura Do Conversor De Potência

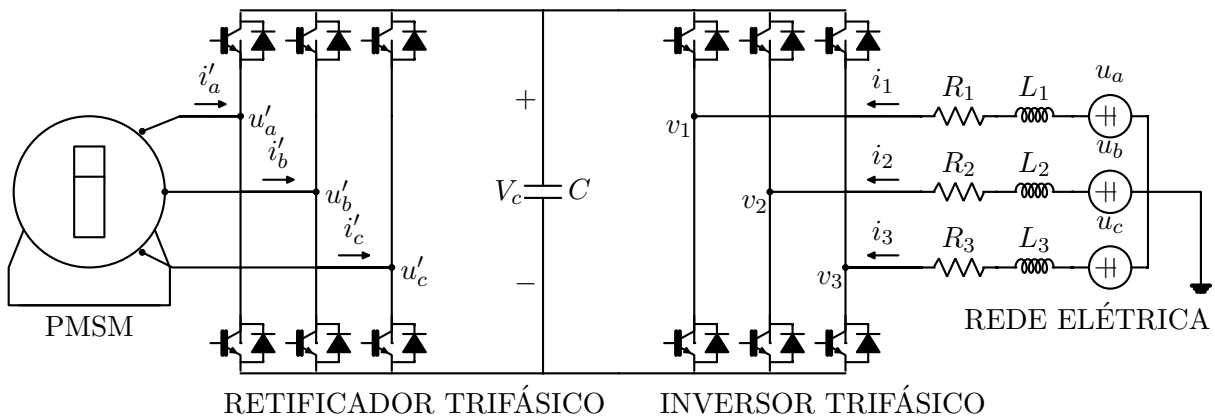
Turbinas eólicas que utilizam geradores síncronos com acoplamento direto não necessitam de engrenagem por operarem com velocidade variável e, por isso, rotor e gerador operam na mesma velocidade. Após a conversão de energia mecânica em elétrica, a tensão disponível nos terminais do gerador apresenta níveis de tensão e frequência variadas devido a velocidade de operação do gerador ser definido pelo vento incidindo no rotor da turbina, e, por isso, necessita-se alterar essas características para adaptar a tensão aos padrões utilizados na rede do sistema elétrico de potência. Para tal, utiliza-se conversores de eletrônica de potência, para realizar um conversão AC-CC, caso deseje-se armazenar energia em um banco de capacitores por exemplo, ou ainda uma conversão AC-CC-CA, muito utilizada em geradores de velocidade variável onde é possível tanto adequar a tensão de saída aos padrões desejados como também controlar a potência ativa e reativa se necessário, além de permitir que o sistema opere dentro do ponto de máxima potência (do inglês *MPP*)(FREITAS; MENEGÁZ; SIMONETTI, 2015) O modelo proposto, muito utilizado na literatura, é conhecido como retificador trifásico clássico de dois níveis, chamado em inglês de *Six-switch converter*. Tem como vantagem propiciar a bidirecionalidade do fluxo de potência, redução da taxa de distorção harmônica das correntes de entrada e boa regulamentação da tensão de saída. O barramento CC proporciona um desacoplamento entre a tensão do gerador e a rede, evitando-se assim que transientes no gerador apareçam no lado da rede. Nota-se que a tensão do barramento CC deve manter-se acima do valor de pico da tensão da rede para manter a operação correta. No sistema utiliza-se duas vezes o conversor de dois níveis, uma como retificador, conectado a um capacitor para buffer no barramento CC e outra como inversor, conectando o sistema à rede.(FREITAS;

MENEGÁZ; SIMONETTI, 2015)(MEZAROBA et al., 2006)

2.7 Modelagem Do Conversor De Potência Do Lado Da Rede

No lado da rede, vê o sistema composto principalmente pelos conversores de potência, visto que eles operam como fontes de tensão controladas. Dessa forma a potência extraída pelo vento, torna-se a potência do retificador, ou seja, todas as etapas do processo até então resultam nas correntes e na potência presentes no retificador que foram P_{ret} . Por outro lado o inversor é ligado após o barramento CC, e da mesma forma que o retificador, também controla o fluxo de correntes passando por si mesmo, mas diferente do retificador, é a rede elétrica que impõe sua tensão sobre o inversor. Ou seja, o mesmo só tem controle sobre as correntes do barramento CC e o sistema resumiu-se em duas potências uma sendo P_{ret} e outra sendo P_{inv} e o barramento CC, que é composto por um capacitor. Por estar entre duas potências, o valor da tensão sobre o capacitor depende inteiramente da relação entre elas. O modelo completo com retificador, barramento CC e inversor está demonstrado na Figura 17. Nota-se que para melhor compreensão, utiliza-se somente um dos conversores

Fig. 17 – Conversores de Potência do Lado da Rede.



Fonte: Autoria própria

para demonstrar o comportamento do sistema, visto que o outro é análogo e apresenta as mesmas equações. Considera-se então somente o conversor trabalhando como inversor, obtendo-se as seguintes equações de tensões que descrevem seu comportamento:

$$\begin{aligned}
 -v_1(t) + v_{L1}(t) + v_{R1}(t) + u_a(t) &= 0 \\
 -v_2(t) + v_{L2}(t) + v_{R2}(t) + u_b(t) &= 0 \\
 -v_3(t) + v_{L3}(t) + v_{R3}(t) + u_c(t) &= 0
 \end{aligned}
 \tag{2.100}$$

Onde v_1, v_2 e v_3 representam as tensões na saída do inversor, v_{L1}, v_{L2} e v_{L3} são as tensões nos indutores, v_{R1}, v_{R2} e v_{R3} as tensões nos resistores e u_a, u_b e u_c as tensões na rede

elétrica. Adaptando-se 2.100, obtém-se:

$$\begin{aligned} v_1(t) &= \frac{d}{dt}L_1 \cdot i_1(t) + R_1 \cdot i_1(t) + u_a(t) \\ v_2(t) &= \frac{d}{dt}L_2 \cdot i_2(t) + R_2 \cdot i_2(t) + u_b(t) \\ v_3(t) &= \frac{d}{dt}L_3 \cdot i_3(t) + R_3 \cdot i_3(t) + u_c(t) \end{aligned} \quad (2.101)$$

E na forma matricial, isolando-se as derivadas:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_1(t)}{dt} \\ \frac{di_2(t)}{dt} \\ \frac{di_3(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_1}{L_1} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_2}{L_2} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_3}{L_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \\ i_3(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_1} \\ \frac{1}{L_2} \\ \frac{1}{L_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1(t) - u_a(t) \\ v_2(t) - u_b(t) \\ v_3(t) - u_c(t) \end{bmatrix} \quad (2.102)$$

Agora aplica-se a transformada de Park na equação 2.102, para obter-se as equações em um referencial síncrono mas, considerando-se que $L_1 = L_2 = L_3 = L$ e $R_1 = R_2 = R_3 = R$ e que o sistema encontra-se equilibrado, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_d(t)}{dt} \\ \frac{di_q(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -w \\ w & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_d(t) - u_d(t) \\ v_q(t) - u_q(t) \end{bmatrix} \quad (2.103)$$

Sendo $w = 2\pi f_{rede}$, ou seja, a frequência da rede, v_d e v_q as tensões na saída do inversor, u_d e u_q as tensões na rede. (ISEN; BAKAN, 2016)(MEZARROBA et al., 2006) Agora aplica-se a transformada de Laplace para chegar-se na expressão no domínio da frequência:

$$S \begin{bmatrix} I_d(S) \\ I_q(S) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\omega \\ -\omega & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d(S) \\ I_q(S) \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_d(S) - U_d(S) \\ V_q(S) - U_q(S) \end{bmatrix} \quad (2.104)$$

Que na forma de equações torna-se:

$$LSI_d(S) = -Ri_d(S) - L\omega I_q(S) + V_d(S) - U_d(S) \quad (2.105)$$

$$LSI_q(S) = -Ri_q(S) + L\omega I_d(S) + V_q(S) - U_q(S) \quad (2.106)$$

Nota-se porém que há um acoplamento entre as equações, expresso pelas parcelas $-L\omega I_q(S)$ e $+L\omega I_d(S)$. Assim, isolando-se as correntes, obtém-se:

$$I_d(S) = \frac{-L\omega I_q(S) + V_d(S) - U_d(S)}{LS + R} \quad (2.107)$$

$$I_q(S) = \frac{+L\omega I_d(S) + V_q(S) - U_q(S)}{LS + R} \quad (2.108)$$

Agora tornou-se possível obter a potência presente no inversor, note que especificamente para o conversor inversor a corrente i_q é zero, sua tensão é imposta pela rede e sua potência é obtida pela equação:

$$P_{inv} = U_d(Rede) \cdot I_d(Inversor) \quad (2.109)$$

Agora, no caso do conversor como retificador, as equações são análogas, porém u'_a , u'_b e u'_c seriam as tensões do gerador e V'_1 , V'_2 e V'_3 as tensões no retificador, além disso, o sentido da corrente seria inverso, pois viria do gerador para o retificador. Nota-se porém que como o modelo do gerador foi obtido através da transformação de Park, torna-se desnecessário obter o modelo do retificador, podendo obter sua potência somente ao aplicar a equação acima 2.110 com as correntes i_d e i_q do gerador com as tensões v_d e v_q também do gerador. A potência no retificador seria:

$$P_{ret} = V_d(\text{gerador}) \cdot I_d(\text{gerador}) + V_q(\text{gerador}) \cdot I_q(\text{gerador}) \quad (2.110)$$

Com os conversores dimensionados e modelados, deve-se projetar e modelar o barramento CC, que atuará como armazenador de energia. O valor dessa tensão depende do interação das potências do inversor e do retificador.

2.7.1 Dimensionamento Do Capacitor Utilizado No Barramento CC

Para modelar o barramento CC que atuará como armazenador de energia deve-se recriar a dependência que o valor dessa tensão tem das potências do inversor e do retificador. Para compreender esse processo, utiliza-se a equação da energia em um capacitor dado por:

$$E_{cap} = \frac{1}{2} C v_c^2 \quad (2.111)$$

Mas como a potência é descrita no capítulo 2 como a taxa de variação de energia, tem-se:

$$P_{cap} = \frac{d(E_{cap})}{dt} = \frac{1}{2} C \frac{d(v_c^2)}{dt} \quad (2.112)$$

Agora ao aplicar-se a transformada de Laplace a potência sobre o capacitor torna-se, no domínio da frequência:

$$P_{cap} = \frac{1}{2} C s V_c^2 \quad (2.113)$$

Mas a potência sobre o capacitor pode ser descrito como sendo a diferença entre a potência do retificador e a do indutor ($P_{cap} = P_{ret} - P_{inv}$) e igualando-se:

$$P_{ret} - P_{inv} = \frac{1}{2} C s V_c^2 \quad (2.114)$$

Ou seja:

$$\frac{2}{Cs} = \frac{V_c^2}{P_{ret} - P_{Pinv}} \quad (2.115)$$

Que é a função de transferência do capacitor. Agora isolando-se a tensão V_c^2 , obtém-se:

$$V_c^2 = (P_{ret} - P_{inv}) \frac{2}{sC} \quad (2.116)$$

Que é a tensão sobre o capacitor do barramento CC. Assim, a tensão presente nos terminais do gerador é retificada e aplicada no barramento cc, onde é então armazenada em um

capacitor. Como visto, a potência do retificador é definida pelas correntes e tensões que fluem do lado gerador, e conseqüentemente a potência sobre o inversor utiliza-se da tensão presente na rede elétrica para definir sua potência P_{inv} . Com a modelagem da turbina concluída, deve-se pensar no vento que incidirá sobre o rotor. Em um primeiro momento, utiliza-se um vento constante, para que o comportamento do modelo da turbina seja avaliado mas, estando o sistema operando dentro do esperado, deve-se procurar simular um vento o mais próximo da realidade, incluindo o caráter aleatório do seu comportamento. Para tal utiliza-se da modelagem realizada por (MARTINS, 2010) que criou no software Psim, um circuito que simulasse a velocidade do vento com seu caráter aleatório através de séries temporais.

2.8 Modelagem Matemática Do Comportamento Do Vento

Quando busca-se simular uma turbina eólica, normalmente inicia-se utilizando de um vento constante, de forma que seja possível avaliar se um modelo construído tem o comportamento esperado. Porém quando o objetivo é deixar o modelo mais próximo possível da operação de uma turbina real, em um solo com alta incidência de vento, qualquer forma de onda construída aleatoriamente torna-se insuficiente. O vento em si apresenta um caráter aleatório que deixa o perfil de sua velocidade bem característico e para obter um grau de realidade, deve-se utilizar de modelos matemáticos, de forma a chegar o mais próximo possível da realidade. De acordo com autor para tal objetivo, deve-se implementar um algoritmo para síntese de séries temporais da velocidade do vento. Para tal simulação considera-se duas escalas de tempo, sendo uma o modelo de Weibull que descreve a distribuição anual de velocidades do vento, calculadas em médias de 10 minutos. Outra é o modelo descrito por Von Karman, que procura descrever a característica estocástica da velocidade do vento, associando-se com a série temporal de 10 minutos para simular a turbulência característica do vento. (MARTINS, 2010) Na literatura acadêmica apresenta-se distintas abordagens para a problemática da síntese de séries temporais de velocidade do vento, cada qual variando de acordo com sua aplicação, entre as quais cita-se o cálculo da produção anual de energia (do inglês *AEP*) de uma turbina, a distribuição espacial de turbinas dentro de um parque eólico, a análise da fadiga de diversos componentes mecânicos e estruturais e a análise e simulação de fenômenos relacionados com a qualidade de energia. Dentre todas, para o trabalho em questão, utiliza-se do cálculo da produção anual de energia, para tal utiliza-se de modelos matemáticos que representam a distribuição anual de velocidade do vento. Para tal, deve-se considerar uma velocidade de vento uni-direcional equivalente de modo a calcular-se a potência média em intervalos de 10 minutos. (MARTINS, 2010)

2.8.1 Distribuição de Rayleigh

Assim, para simular a velocidade do vento deve-se obter um modelo equivalente uni-direcional com um intervalo de observação específico. Cita-se neste caso, a distribuição de Rayleigh, caso especial da distribuição de Weibull onde utiliza-se de um intervalo de observação de no mínimo 1 ano, com fator de forma $K_v = 2$, e a distribuição de Von Karman, que utiliza um intervalo de 10 minutos. A distribuição de Weibull é descrito como:

$$f_w(\bar{v}; v_a, k_v) = \frac{k_v \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_v}\right)}{v_a} \left(\frac{\bar{v} \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_v}\right)}{v_a}\right)^{k_v-1} e^{-\frac{\bar{v} \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_v}\right)}{v_a}^{k_v}} \quad (2.117)$$

Onde Γ é a função Gamma e v_a é o valor médio da distribuição de Weibull. Assumindo agora que $K_v = 2$ e que $\Gamma(1, 5) = \frac{\sqrt{\pi}}{2}$ obtém-se a distribuição de Rayleigh:

$$f_r(\bar{v}, v_a) = \frac{\pi \bar{v}}{2v_a^2} e^{-\frac{\pi \bar{v}^2}{4v_a^2}} \quad (2.118)$$

Vê-se que a utilização desse modelo com $k = 2$ segue um padrão internacional ditado pelas normas IEC mostrado em (61400-1, 2005). Pode-se agora obter a *AEP* partindo-se do valor da distribuição de Rayleigh, utilizando-se da velocidade média anual do vento v_a e da curva de potência da turbina eólica.

$$AEP = N_h \int_{v_{cut_{in}}}^{v_{cut_{off}}} f_r(v_a, \bar{v}) P(\bar{v}) d\bar{v} \quad (2.119)$$

Onde N_h é o número de horas em 1 ano (8760 horas), $v_{cut_{in}}$ é a velocidade do vento de entrada, a partir da qual a turbina pode gerar energia e, $v_{cut_{off}}$ a máxima velocidade do vento em que a turbina permanece conectada à rede. (MARTINS, 2010) A distribuição mostrada é utilizada principalmente para turbinas reais a serem instaladas em um parque eólico, no ambiente simulado, utiliza-se dela para calcular a velocidade média do vento em um dado intervalo. Esse valor pode ser obtido ponderando uma variável aleatório r , na forma $0 < r < 1$, com distribuição uniforme ao utilizar-se da função de densidade de quantis (MARTINS, 2010) da distribuição de Rayleigh:

$$\bar{v} = v_a \sqrt{-\frac{4}{\pi} \ln(1 - r)} \quad (2.120)$$

Assim a distribuição de velocidades calculada a partir de r , com distribuição uniforme converge para o valor de Raleigh à medida que o número de amostras tende ao infinito. Ressalta-se porém que tal distribuição descreve o comportamento do vento a longo prazo, sem contabilizar nenhuma variação em relação a estação do ano ou variações diárias nessa velocidade ou em qualquer outra base de tempo, por isso, deve-se incluir um modelo que simule o comportamento turbulento de curto prazo, tal cálculo realizar-se-á a seguir.

2.8.2 Implementação Do Modelo Turbulento

Para a composição do vento a incidir no rotor da turbina eólica calculou-se primeiro um componente a longo prazo, que simule o comportamento do vento ao longo de um período maior de tempo, mas tal modelo não simula as variações naturais que o vento sofre em um período menor de tempo, tal como, durante um dia ou devido as estações do ano. Assim deve-se procurar incluir uma composição turbulenta que possa caracterizar o vento a ser simulado de um caráter mais próximo da realidade. Assim, a velocidade do vento V_w deve ser composta das seguintes componentes:

$$v_w(t) = \bar{v} + v_t(t) \quad (2.121)$$

onde \bar{v} refere-se a componente calculada anteriormente, de longo prazo, e $v_t(t)$ a componente turbulenta. O comportamento desse fator turbulento altera-se com a altitude do local instalado ou com a variação da proximidade do solo, além de relacionar-se principalmente com a topografia do terreno, o que torna essa componente um sinal não-estacionário, dependendo do valor médio. Para calcular a síntese da série temporal do vento, deve-se utilizar-se novamente de \bar{v} , bem como do modelo de Von Karman. Primeiro encontra-se o desvio padrão da turbulência definido como $\sigma_v(v_t)$ e atualizado de acordo com o valor médio da velocidade do vento.

$$\sigma_v(v_t) = K_{v\sigma} \bar{v} \quad (2.122)$$

Onde $K_{v\sigma}$ defini-se como o coeficiente de turbulência longitudinal, encontrado a partir de medições da velocidade do vento. Encontra-se então a componente turbulenta $v_t(t)$ ao utilizar-se de um filtro excitado por uma fonte de ruído gaussiano normalizado, possuindo assim um densidade espectral de potência constante e formando com isso o espectro de von Karman.

$$G_{karman}(S) = \frac{K_f}{(1 + sT_f)^{\frac{5}{6}}} \quad (2.123)$$

Nota-se que o tempo T_f varia consoante a velocidade média do vento \bar{v} , sendo dependente das características locais. Tal característica é representada no modelo pela constante de comprimento de turbulência L .

$$\hat{T}_f = \frac{L}{v} \quad (2.124)$$

Nota-se que o valor de L é calculado a partir de medições da velocidade do vento, em locais específicos e por isso, em um ambiente simulado, utiliza-se de uma aproximação na forma de:

$$L \approx 6,5H_t \quad (2.125)$$

onde H_t é a altura da turbina. Deve-se assim, calcular o ganho do filtro de von Karman (\hat{K}_a) para manter unitário o desvio padrão do sinal de saída. Esse valor é dependente da constante de tempo T_f e da frequência de discretização T_s , ou seja:

$$\hat{K}_f \approx \sqrt{\frac{2\pi T_f}{B\left(\frac{1}{2}, \frac{1}{3}\right) T_s}} \quad (2.126)$$

Onde $B(X, Y)$ é a função beta de Euler. Pode-se então simplificar a função de transferência do filtro à uma função de transferência racional para implementação recursiva. Assim a função de transferência $G_{karman}^{\hat{}}$ pode ser aproximada por G_{karman} , visto que o conteúdo espectral das séries temporais geradas a partir destes filtros é praticamente idêntico.

$$G_{karman}^{\hat{}}(S) = K_f \frac{(m_1 \hat{T}_f s + 1)}{(\hat{T}_f s + 1)(m_2 \hat{T}_f s + 1)} \quad (2.127)$$

Onde $m_1 = 0,4$ e $m_2 = 0,25$. (MARTINS, 2010) Deve-se agora substanciar o ruído gaussiano a partir de duas variáveis aleatórias, $0 < r_1, r_2 < 1$, com distribuição uniforme. Para tal utilizou-se da equação 2.128 para ponderação de r_1 e r_2 e cálculo da variável randômica $\tau_{\omega n}$ que possui distribuição gaussiana e desvio padrão unitário.

$$\tau_{\omega n} = \sqrt{-2 \ln(r_1)} \text{sen}(2\pi r_2) \quad (2.128)$$

Resta-se agora, abordar o método de rastreamento de máxima potência escolhido bem como a técnica de controle da velocidade de rotação da turbina para maximizar essa potência. Inicia-se o controle do sistema pela escolha do método de rastreamento e sua implementação, partindo-se então para o projeto dos controladores de corrente no lado do gerador e seu papel no processo de geração de energia. Depois, parte-se para os controladores utilizado no lado da rede que também necessitam ser projetados. Após tudo isso, no capítulo de resultados parte-se para a implementação desse sistema e seu conjunto de equações no software Simulink do Matlab de maneira o obter-se as curvas que demonstram o funcionamento do modelo de MPPT escolhido.

3 Implementação Do Método De Rastreamento De Máxima Potência E Dos Controladores De Corrente

3.1 Introdução

O sistema proposto até então consiste de uma turbina acoplada diretamente com um gerador síncrono de imã permanente, um retificador por fonte de tensão que alimenta um barramento CC onde há o capacitor para buffer e um inversor, ligando o barramento CC a rede elétrica. O sistema opera com velocidade variável e pode ser dividido em dois lados, o lado do gerador e o lado da rede. Para que a turbina atue, deve-se haver algum controle dos valores gerados, caso contrário, as características das tensões geradas seriam completamente imprevisíveis e aleatórios, como as do vento e o uso da turbina seria impossível. Logo, deve-se garantir que independente da velocidade do vento que incida sobre o rotor, a potência a ser gerada seja máxima. Para tal, utiliza-se de um método que rastreie a velocidade de rotação em que ocorra a máxima potência e garanta um controle dessa velocidade e dos níveis de tensão.

3.2 Análise De Operação Do Conjunto Gerador e Retificador

O aerogerador utilizado comporta-se como uma fonte trifásica com um resistência R_s e impedâncias L_a , L_b e L_c . O retificador, comporta-se como um fonte controlável de forma que no lado do gerador, tem-se duas fontes de corrente em série. Assim a potência e o torque fornecidos pelo gerador são ditados pelos conversores, ou seja, o retificador. O valor da tensão gerada pelo movimento do rotor do gerador é dado pela seguinte equação:

$$V_g = k\phi\omega_m \quad (3.1)$$

Onde K representa os aspectos construtivos da máquina, ϕ o fluxo magnético do rotor e ω_m a velocidade de rotação do eixo. Como tanto o K , como o fluxo ϕ são características intrínsecas do gerador, a tensão gerada é diretamente controlada pela velocidade de rotação do seu eixo. Assim, para obter-se a máxima potência gerada, o retificador deve realizar um controle da velocidade de rotação do gerador. A forma de realizar isto é atuar diretamente nos valores das correntes i_d e i_q do gerador. Assim, para o sistemas com as duas fontes ligadas em série, a fonte controlável, ou seja, o retificador altera seu valor de tensão, forçando uma alteração nos valores das correntes e consequência direta da velocidade de rotação no eixo. A implementação do controle de velocidade ocorre pelo uso

de controladores de corrente, que nesse trabalho, são do tipo PI e serão abordados no item 3.2.4. O controlador de corrente opera em malha fechada, comparando a entrada à uma referência fornecida externamente, e aplicando ganhos ao erro até o mesmo se tornar zero, ponto onde a entrada tornou-se igual a referência. Para a simulação desejada, utiliza-se dois controladores, um para cada corrente do gerador. A entrada do controlador é alimentado com o valor de uma das correntes, a referência recebe o valor que a corrente deve assumir, valor obtido utilizando-se de métodos de rastreamento de máxima potência. Rastreia-se com eles em qual velocidade de rotação do eixo a potência mecânica é máxima, e então encontra-se qual o valor de conjugado que fornece essa velocidade. Após isso, encontra-se qual a corrente que resulta nesse valor de conjugado. Obtém-se então um (i_d^*) e um (i_q^*) de referência que podem ser aplicados diretamente nos controladores de corrente. O método para rastrear a máxima potência escolhido neste trabalho é chamado de conjugado ótimo e é explicado a seguir. Para tal deve-se primeiro analisar a equação da potência mecânica P_m dada em 2.40. Essa equação é dada em função do coeficiente de potência que, por sua vez é relacionado a duas outras variáveis, o β , ou ângulo de ataque, que é considerado zero, para um desempenho ótimo, e λ , que é a relação entre a velocidade do vento e a ω_m . Assim, para obter-se a máxima potência, deve-se escolher um valor de λ que resulte no maior valor possível do coeficiente C_p , e por consequência da potência P_m

3.2.1 Rastreamento da Máxima Potência

A equação da velocidade de ponta de pá (λ) relaciona a velocidade do vento (V_w) à velocidade rotacional tangencial (ω_m) desenvolvida pelo eixo do rotor, servindo de base para obter-se a equação do coeficiente de potência C_p , dado pela expressão 2.44. Por definição, a potência mecânica (P_m) dada pela equação 2.40 é diretamente relacionada ao valor do coeficiente de potência (C_p) e dessa forma ao valor de β e λ . Nota-se que para turbinas eólica, o valor ótimo de β é zero, onde há maior absorção do vento pela pá e assim o valor P_m torna-se diretamente relacionado ao valor de λ , ou seja de v_w e ω_m . Assim pode-se traçar uma curva que relacione a potência mecânica da turbina a velocidade do vento incidindo sobre o rotor e a rotação angular do próprio eixo. Se o valor da velocidade rotacional variar entre um intervalo de 0 à 80 rad/s , para dada velocidade do vento, pela relação anteriormente obtida vê-se que o valor de P_m também variará da mesma maneira, e com isso, torna-se possível obter uma curva de P_m por ω_m para cada V_w . Caso considera-se que o ponto máximo dessas curvas ocorram quando $\lambda = \lambda_{opt}$ então basta substituir o valor do lambda ótimo na equação do coeficiente de potência 2.44 para obter-se:

$$\frac{d}{d\lambda}C_p(\lambda)|_{\lambda=\lambda_{opt}} = 0 \quad (3.2)$$

Ou seja, o valor do coeficiente de potência máximo. Substituindo-se esse valor na equação da potência mecânica 2.40, obtém-se:

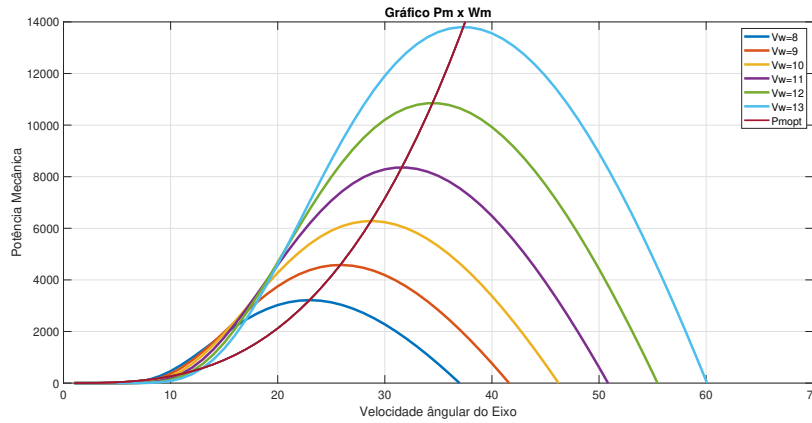
$$P_m(\lambda, \beta) = \frac{1}{2}\rho\pi r^2 v_2^3 C_p(\lambda_{opt}, \beta) \quad (3.3)$$

Ou seja, obtém-se o valor da potência mecânica máxima. Assim, torna-se possível determinar o valor de λ_{opt} ao derivar-se a equação de c_p , ou seja:

$$\frac{d}{d\lambda}C_p(\lambda)|_{\lambda=\lambda_{opt}} = 0 \quad (3.4)$$

. Para encontrar-se o valor na prática, utilizou-se o modo editor do software Matlab/Simulink para traçar as curvas P_m por ω_m para cada V_w através das características da turbina utilizada nesse trabalho. Assim, criando uma variável w_m cujo valor varia de 1 a 80 $\frac{rad}{s}$ e uma variável V_w que varia de 8 até 13 $\frac{m}{s}$ e utilizando-se das equações 2.44, 2.45, 2.39 e 2.40 e dos valores da tabela 1, formulou-se um executável no Matlab/Simulink que fornece o seguinte gráfico 18 onde os valores de P_m máximos ocorrem com:

Fig. 18 – Curva da Potência Mecânica pela Velocidade Angular Mecânica.



Fonte: Autoria própria.

$$\lambda_{opt} = 7.9540 \quad (3.5)$$

Tal valor é calculado resolvendo-se a derivada $\frac{d}{d\lambda}(C_p)$ por λ_{opt} . O que equivaleria a substituir a derivada de C_p por λ_{opt} e então isolar-se esse valor. Assim o coeficiente de potência ótimo obtido é: $C_p(opt) = 0.4254$.

3.2.2 Método de Conjugado Ótimo

De posse do valor ótimo de λ onde extrai-se a máxima potência mecânica possível do vento, parte-se a aplicar o método de rastreamento do ponto de máxima potência (*MPPT*) chamado de conjugado ótimo. Esse método fundamenta-se na relação do λ , ajustando o valor de ω_m ao da V_w de forma a manter $\lambda = \lambda_{opt}$. (BERNARDES, 2009) Para tal, utiliza-se da equação 2.41 dado por:

$$\mathcal{T}_m = \frac{P_m}{\omega_m} \quad (3.6)$$

E da equação dada por 2.40 porém relacionando-se a velocidade do vento V_w com ω_m através da equação 2.39 de forma a obter-se:

$$\mathcal{T}_m = \frac{1}{2} \rho \pi r^5 \frac{C_p(\lambda)}{\lambda^3} \omega_m^2 \quad (3.7)$$

E substituindo-se o λ por λ_{opt} obtém-se que:

$$\mathcal{T}_{m_{opt}} = K_{opt} \omega_m^2 \quad (3.8)$$

E também:

$$P_{e_{opt}} = K_{opt} \omega_m^3 \quad (3.9)$$

Onde o valor de K_{opt} é um ponto que permite que o sistema no modo de operação ótima onde há máxima potência extraída. Seu valor é determinado por:

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi r^5 \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}} \quad (3.10)$$

Agora, retorna-se a relação 3.10 para encontra-se o valor de $\mathcal{T}_e(opt)$. Através da equação 2.95, escrita como:

$$\frac{3}{2} \frac{N_p}{2} (\psi_{pm} i_q) \quad (3.11)$$

Pode-se então obter a referência de potência i_q^* utilizada nos controladores de corrente, ao isolar-se o i_q para um $\lambda = \lambda_{opt}$ obtendo-se:

$$i_q^* = \frac{\mathcal{T}_e}{\left(\frac{3}{2} \frac{N_p}{2} \psi_{pm}\right)} \quad (3.12)$$

Nota-se que pelo método do conjugado ótimo, a referência de corrente direta i_d^* é definida como sendo $i_d^* = 0$. Com a operação do *MPPT*, encontra-se o valor do conjugado máximo necessário para que a potência seja máxima em cada velocidade do vento mas, tais velocidades podem atingir valores bem altos, nos quais a velocidade de rotação da máquina torna-se exageradamente alta, a ponto de ocorrer danos mecânicos aos sistema e a potência gerada da máquina, ultrapassar a potência nominal de operação do gerador. Assim, para velocidades de V_w muito acima do nominal, deve-se limitar a potência elétrica e o \mathcal{T}_e do gerador.

3.2.3 Limites de Potência Nominal Do Gerador

Um gerador elétrico é projetado para operar sempre próximo dos valores de tensão, corrente, potência e velocidade nominais da máquina, ou seja, os valores máximos ideais para cada uma das variáveis. Assim, quando escolhe-se um gerador, o mesmo especifica suas capacidades técnicas e seus limites de operação. O vento que incide em uma turbina eólica, apresenta na vida real um fator aleatório imprevisível de forma que, nem sempre opera-se dentro dos limites de operação. Nestes casos, a turbina eólica pode operar em

uma velocidade muito abaixo do esperado, em que não há geração efetiva de energia, ou em velocidades muito acima do valor nominal, fazendo com que a potência elétrica gerada ultrapasse muito, o valor da nominal da máquina. Assim, os níveis de tensão e corrente atingidos pelo gerador, por serem acima do projetado, podem causar super aquecimento, dano dos enrolamentos e até mesmo um curto circuito. Assim, deve-se limitar o torque e a potência no mecanismo do *MPPT* para operar somente dentro dessa faixa. Assim, quando a velocidade do vento, ultrapassar os $13 \left(\frac{m}{s}\right)$, deve-se utilizar não mais o cálculo do torque máximo projetado para o *MPPT* mas sim uma outra equação chamada de torque máximo. Assim deve-se encontrar a velocidade nominal definida como:

$$\omega_{nom} = \sqrt[3]{\frac{P_{nom}}{K_{opt}}} \quad (3.13)$$

De forma a calcular-se o torque máximo e a potência máxima de operação do gerador definida como:

$$\mathcal{T}_{e_{m\acute{a}x}} = \omega_{nom}^3 \cdot K_{opt} \quad (3.14)$$

e a potência:

$$P_{e_{m\acute{a}x}} = \omega_{nom}^2 \cdot K_{opt} \quad (3.15)$$

Assim, compara-se os valores da potência e do torque fornecidos pelo gerador com os valores nominais calculado para ele, de forma que $P_e \leq P_{e_{m\acute{a}x}}$ e que o $\mathcal{T}_e \leq \mathcal{T}_{e_{m\acute{a}x}}$. Caso a velocidade do vento aumente a ponto dos valores ultrapassarem o máximo, a corrente de referência i_q^* passa a ser calculada através da equação:

$$i_q^* = \frac{\mathcal{T}_{e_{m\acute{a}x}}}{\left(\frac{3}{2} \frac{N_p}{2}\right)} \quad (3.16)$$

Tornando a referência de corrente do controlador fixa, independente do aumento de V_w . Na prática, isso significa que passando do valor nominal, quando mais a velocidade aumenta, menos potência é extraída do vento, decrescendo o valor de C_p . De posse dos valores de referências ótimos, parte-se a projetar os controladores PI de corrente que geram as referências de tensão para as equações das correntes do gerador de forma atingir o conjugado máximo onde extraí-se a máxima potência possível do vento.

3.2.4 Projeto Dos Controladores De Corrente

A equações das correntes do modelo do gerador necessitam de referências na forma dos valores das tensões do gerador. Para que seja maximizada a potência de saída, ao invés de utilizar as equações de tensão do modelo do gerador, deve-se encontra-las pelo uso de controladores de corrente, que resultarão em correntes máximas ideais. Para tal, escolheu-se utilizar de controladores do tipo PI, que para serem projetados necessitam da função de transferência do sistema a ser controlado. Parte-se portanto para a obtenção da função de transferência do modelo do gerador de forma a encontrar posteriormente os

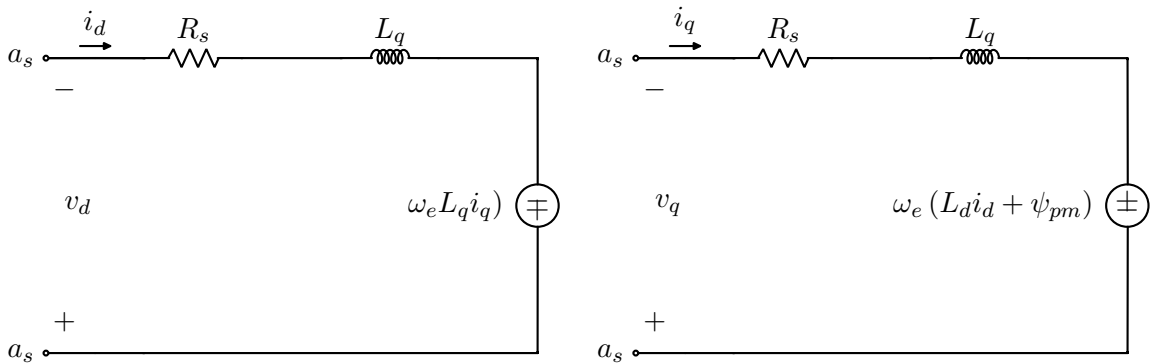
ganhos K_p e K_i . O modelo do gerador é descrito como visto no capítulo 2 pelas equações 2.86 e 2.87, mostradas novamente a seguir:

$$\frac{d(i_d)}{dt} = \frac{-R_s I_d}{L_d} + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{V_d}{L_d} \quad (3.17)$$

$$\frac{d(i_q)}{dt} = -\frac{R_s I_q}{L_q} - \frac{\omega_e L_d i_d}{L_q} + \frac{V_q}{L_q} - \frac{\psi_{pm} \omega_e}{L_q} \quad (3.18)$$

Para o controle de um sistema, é necessário representa-lo como um todo, combinando seus subsistemas em uma única representação matemática. Assim, deseja-se obter uma única equação que possa descrever adequadamente o comportamento do sistema a ser controlado. Note porém, que diferente das equações diferenciais, é necessário que tal equação possa separar, as entradas, das saídas e do sistema em si, em partes distintas umas das outras, de forma a permitir o controle de cada parte em separado. Para isso utiliza-se da função de transferência, que defini-se como uma equação, que relaciona a saída do sistemas com sua entrada, mostrando como ocorre a transferência desse valor, de um para outro. (NISE, 2012) Para obter a função de transferência do gerador, deve-se primeiro aplicar a transformada de Laplace, de forma a escrever as equações do gerador no domínio da frequência. Imagina-se assim o digrama do sistema em coordenadas dq apresentado na Figura 14 mostrado a seguir: Aplicando a análise de circuito no diagrama a seguir, obtém-se a seguinte equação:

Fig. 19 – Diagrama Elétrico Dq do PMSG



Fonte: Autoria própria

$$v_d = v_R + v_L + v_{out} \quad (3.19)$$

E que pela definição de tensão pode ser escrito como:

$$v_d = R_s i_d + L \frac{di(t)}{dt} + v_{out} \quad (3.20)$$

Aplicando-se agora a transformada de Laplace, obtém-se:

$$V_d(s) = R_s I_d(s) + L s I_d(s) + V_{out}(s) \quad (3.21)$$

E isolando-se a corrente $I_d(s)$ obtém-se:

$$V_d(s) = I_d(s) (R_s + Ls) + V_{out}(s) \quad (3.22)$$

Aplicando-se agora a definição da função de transferência, ou seja, isolando-se a saída e a entrada do sistema, bem como retirando-se a corrente, forma-se:

$$\frac{V_{out}(s)}{V_d(s)} = \frac{1}{R_s + Ls} \quad (3.23)$$

que é a função de transferência do gerador síncrono. Nota-se que utiliza-se L e não L_d ou L_q , isso ocorre porque o gerador utilizado tem um rotor com imãs na sua superfície e logo, as indutâncias magnéticas são consideradas praticamente iguais ($L_d \approx L_q$) com rotor praticamente isotrópico. Um controlador PI é uma técnica de sistemas de controle em malha fechada que visa melhorar o erro em regime permanente sem prejudicar a resposta transitória do sistema. Utiliza-se para isso duas técnicas conjuntas, sendo a primeira a compensação integral ideal, que visa adicionar um polo na origem do caminho do sistema em malha aberta através de um integrador puro e a segunda técnica, chamada de compensação proporcional visa adicionar um polo perto da origem, através de estruturas passivas. Os compensador que alimenta o erro adiante na planta é chamado de *sistema de controle proporcional* e o compensador que adiciona a integral do erro na planta é chamado de *sistema de controle integral*. Assim melhora-se o erro do sistema em regime permanente ao adicionar-se um polo em malha aberta na origem do sistema, uma vez que a posição dos polos determina se o sistema irá ser amortecido ou não. Para projetar os controladores PI, pode-se utilizar de diversas técnicas existentes, porém, neste trabalho, utiliza-se de uma técnica clássica, baseada na banda passante ω_b do sistema em malha fechada. (NISE, 2012) O controlador basicamente, defini-se como a adição de dois ganhos no sistema chamados de, ganho K_p proporcional e ganho K_i integral, visto que é adicionado junto de um integrador. Assim a função de transferência de um controlador PI é definido como:

$$G_c(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (3.24)$$

E a planta em malha fechada do controlador proporcional integral junto da função de transferência do gerador síncrono é dado por 20. (BERNARDES, 2009)(COSTA, 2006) Agora nota-se que o sistema organiza-se em blocos em cascata da forma:

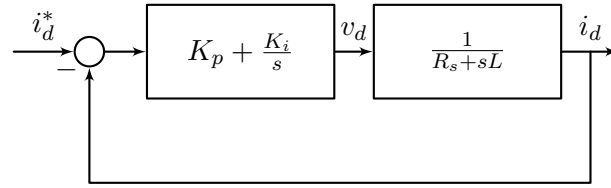
$$x(t) = G2(s)u(t) \quad (3.25)$$

$$y(t) = G1(s)x(t) \quad (3.26)$$

Então pela lei de união dos blocos em série ou cascata, obtém-se:

$$y(t) = G1(s)G2(s)u(t) \quad (3.27)$$

Fig. 20 – Função de Transferência do Controlador PI



Fonte: Autoria própria

Ou seja:

$$\left(\frac{sK_p + K_i}{s} \right) \left(\frac{1}{sL + R_s} \right) \quad (3.28)$$

Que resulta em:

$$\frac{sK_p + K_i}{s^2L + sR_s} \quad (3.29)$$

Que representa a função de transferência em malha aberta e, logo, para representá-lo em malha fechada, utiliza-se da regra de realimentação para funções de vários componentes dado como:

$$G(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)H(s)} \quad (3.30)$$

E assim, o sistema em malha fechada torna-se:

$$G_{CL} = \frac{sK_p + K_i}{s^2L + sR_s + sK_p + K_i} = \frac{sK_p + K_i}{s^2L + s(R_s + K_p) + K_i} \quad (3.31)$$

E então, o sistema em malha fechada torna-se:

$$G_{cl} = \frac{sK_p + K_i}{s^2L + s(R_s + K_p) + K_i} \quad (3.32)$$

Nota-se porém que o sistema da função de transferência tem ordem 2, e logo, sua equação pode ser reescrita utilizando-se da expressão geral para um sistema de segunda ordem na forma:

$$G_{cl} = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.33)$$

Assim torna-se possível obter-se os ganhos K_p e K_i do controlador ao igualar-se as duas equações da função de transferência, ou seja (COSTA, 2006) (BERNARDES, 2009):

$$\frac{sK_p + K_i}{s^2L + sK_p + K_i} = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.34)$$

Nota-se que como $K_p \gg R_s$, utiliza-se somente K_p . Agora multiplica-se o numerador da primeira equação pelo denominador da segunda, igualando-se ao numerador da segunda multiplicado pelo denominador da primeira, obtendo-se:

$$\begin{aligned} & s^3K_p + 2\zeta\omega_n s^2K_p + sK_p\omega_n^2 \\ & + K_i s^2 + 2\zeta\omega_n K_i s + K_i\omega_n^2 \\ = & 2\zeta\omega_n L s^3 + L s^2\omega_n^2 + 2\zeta\omega_n K_p s^2 \\ & + K_p s\omega_n^2 + 2\zeta\omega_n K_i s + K_i\omega_n^2 \end{aligned} \quad (3.35)$$

que, simplificando torna-se:

$$s^3 K_p + s^2 K_i = s^2 2\zeta \omega_n L + s^2 L \omega_n^2 \quad (3.36)$$

Mas como s é a variável de Laplace, definida como $s = (j\omega_b)$, assumi-se que $\omega_b = 20 \log |T(j\omega_b)|$, o que frequentemente equivale a um ganho de -3,01 dB, ou seja, a 0,707 e assim:

$$T(j\omega_b) = \frac{2\zeta \omega_n (j\omega_b) + \omega_n^2}{(j\omega_b)^2 + 2\zeta \omega_n (j\omega_b) + \omega_n^2} = 0.707 \quad (3.37)$$

E com isso:

$$\frac{\sqrt{(2\zeta \omega_n \omega_b) + \omega_n^4}}{\sqrt{(\omega_n^2 - \omega_b^2)^2 + (2\zeta \omega_n \omega_b)^2}} = 0.707 \quad (3.38)$$

E logo obtém-se que:

$$(2\zeta \omega_n \omega_b)^2 + \omega_n^4 = 0.5 [(\omega_n^2 - \omega_b^2)^2 + 4\zeta^2 \omega_n^2 \omega_b^2] \quad (3.39)$$

Que pode ser reescrita como:

$$\omega_n^4 = 0.5 [(\omega_n^2 - \omega_b^2)^2 + 4\zeta^2 \omega_n^2 \omega_b^2] - 4\zeta^2 \omega_n^2 \omega_b^2 \quad (3.40)$$

e ao dividir-se em ambos os lados por ω_n^4 torna-se:

$$1 = 0.5 \left\{ \left[1 - \left(\frac{\omega_b}{\omega_n} \right)^2 \right]^2 + 4\zeta^2 \left(\frac{\omega_b}{\omega_n} \right)^2 \right\} - 4\zeta^2 \left(\frac{\omega_b}{\omega_n} \right)^2 \quad (3.41)$$

Agora defini-se que $p = \left(\frac{\omega_b}{\omega_n} \right)^2$, de maneira que a equação 3.41 torna-se:

$$1 = 0.5 [(1 - p)^2 + 4\zeta^2 p] - 4\zeta^2 p \quad (3.42)$$

Que pode-se reescrever como:

$$1 = 0.5 [(1 - 2p + p^2) + 4\zeta^2 p] - 4\zeta^2 p \quad (3.43)$$

Ou seja:

$$0.5p^2 + (2\zeta^2 - 4\zeta^2 - 1)p - 0.5 = 0 \quad (3.44)$$

Que por fim torna-se:

$$0.5p^2 + (-2\zeta^2 - 1)p - 0.5 = 0 \quad (3.45)$$

Mas, resolvendo-se a equação obtém-se:

$$p = 2\zeta^2 + 1 \pm \sqrt{4\zeta^4 + 4\zeta^2 + 2} \quad (3.46)$$

Que retornado a definição de p , torna-se:

$$\omega_b^2 = \omega_n^2 \left(2\zeta^2 + 1 \pm \sqrt{4\zeta^4 + 4\zeta^2 + 2} \right) \quad (3.47)$$

Que torna-se:

$$\omega_b^2 = \omega_n \sqrt{2\zeta^2 + 1 \pm \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}} \quad (3.48)$$

E da função de transferência 3.37 pode-se determinar o ganho K_p por:

$$2\zeta\omega_n = \frac{K_p}{L} \quad (3.49)$$

Que pode ser reescrito como:

$$K_p = 2\zeta\omega_n L \quad (3.50)$$

E assim, obtém-se finalmente a expressão final para o ganho K_p como sendo:

$$K_p = \frac{2\zeta\omega_b L}{\sqrt{2\zeta^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}}} \quad (3.51)$$

O ganho K_i por sua vez, é calculado através da equação:

$$\omega_n^2 = \frac{K_i}{L} \quad (3.52)$$

Que pode ser reescrita como:

$$K_i = \omega_n^2 L \quad (3.53)$$

Resultando-se finalmente na expressão para o ganho K_i :

$$K_i = \frac{L\omega_b^2}{2\zeta^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}} \quad (3.54)$$

Define-se assim os ganhos do controlador PI, onde ζ é o amortecimento do sistema, que para ser criticamente amortecido deve ser igual $\zeta = 1$ e ω_b é a banda passante, que é a frequência com que o controlador irá funcionar, que para o gerador é de 1000hz que resulta em uma banda passante de $\omega_b = 2\pi f = 6283,1852$. Nota-se que o controlador para corrente i_d deve ser alimentado com uma referência zero, visto que para o método do conjugado ótimo $i_d = 0$. Conclui-se assim o projeto dos controladores de corrente do lado do gerador. Com os ganhos obtidos o controlador PI utiliza a referência de corrente originária do MPPT para obter o valor exato das tensões v_d e v_q necessários para que as correntes i_d e i_q atinjam o valor da referência, maximizando a potência extraída do vento. Agora, deve-se olhar para o lado do inversor, que recebe a tensão do barramento CC e a transforma em CA, aplicando-a na rede elétrica.

3.3 Análise Do Conjunto Barramento CC e Inversor

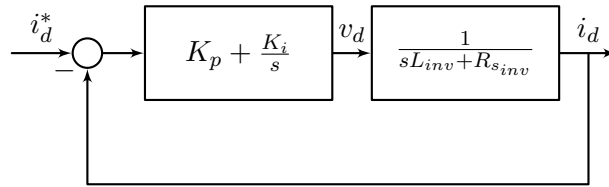
A análise realizada para o lado do gerador deve agora ser feita também para o lado da rede. Onde encontram-se o barramento CC, o conversor de dois níveis atuando como inversor, e a rede elétrica, que atua como uma fonte de tensão. Assim a rede impõe sua

tensão sobre o inversor que por sua vez, controla o fluxo de correntes entre, o barramento CC e a rede. O inversor também atua sobre o valor da tensão no capacitor do barramento. Para tal, utiliza-se de três controladores, um atuando como controlador de tensão sobre o capacitor e dois controladores de corrente que atuam nos valores das correntes do inversor. O controlador do capacitor parte da equação 2.116 que sua entrada é o próprio valor da tensão V_c . A referência parte do valor de tensão da rede elétrica, porque para tal, utiliza-se que V_c deve ser 35% maior que a tensão da rede elétrica. Assim, utiliza-se que $V_c = 311 * 1.3505 = 420V$. A saída desse controlador deve alimentar a referência do controlador da corrente i_d do inversor, visto que i_q deve tornar-se zero, do lado da rede, e então $i_q = 0$. Os controladores de corrente por sua vez, fornecem as referências de tensão para que sejam definidas os valores das correntes do inversor, de forma que P_{inv} torne-se igual a P_{ret} .

3.3.1 Projeto Dos Controladores PI Do Inversor

Analisando-se as equações 2.107 e 2.108 do inversor, nota-se que seu equacionamento é muito similar ao utilizado no modelo do gerador síncrono. A Figura 21 mostra a planta das correntes do inversor com os controladores. Assim, isolando-se as entradas pelas saídas

Fig. 21 – Planta da Corrente i_d do Inversor com o Controlador PI



Fonte: Autoria própria

obtem-se a função de transferência do inversor, dado por:

$$G_{inv}(s) = \frac{1}{L_{inv}s + R_{inv}} \quad (3.55)$$

Assim, pode-se aplicar a regra de união dos blocos em série (cascata) para obter a seguinte expressão:

$$\left(\frac{sK_p + K_i}{s} \right) \cdot \left(\frac{1}{sL_{inv} + R_{s_{inv}}} \right) \quad (3.56)$$

Que resulta na equação:

$$G_{inv}(s) \frac{sK_p + K_i}{s^2L_{inv} + sR_{s_{inv}}} \quad (3.57)$$

E fechando a malha no sistema obtém-se:

$$G_{inv} = \frac{sK_p + K_i}{s^2L_{inv} + s(R_s + K_p) + K_i} \quad (3.58)$$

Como esperado, a função de transferência do inversor é análoga a do gerador e pode-se utilizar o mesmo projeto, ou seja, igualando-se com a expressão geral para um sistema de segunda ordem obtém-se:

$$\frac{sK_p + K_i}{s^2L_{inv} + sK_p + K_i} = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.59)$$

De forma que os ganhos K_p e K_i tornam-se:

$$K_p = \frac{2\zeta\omega_b L_{inv}}{\sqrt{2\zeta^2 + 1} \pm \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}} \quad (3.60)$$

$$K_i = \frac{L_{inv}\omega_b^2}{2\zeta^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}} \quad (3.61)$$

Onde ζ é o coeficiente de amortecimento já estabelecido previamente e ω_b a banda-passante a ser utilizado. Como visto no inversor utiliza-se três controladores PI, o primeiro sendo mais lento que os demais, funciona com um frequência $f = 1Hz$ que resulta em uma banda de $\omega_{b_{it}} = 6.28318531$. Já o segundo e o terceiro, responsáveis pelas referências de corrente são mais rápidos, utilizando-se frequências de $f = 1000Hz$ que igualam $\omega_{b_{ic}} = 6283.18531$. Assim ω_b é a banda passante do gerador, $\omega_{b_{ic}}$ a banda passante do controlador de corrente e $\omega_{b_{it}}$ os controladores de tensão que fornecem referências de correntes. Conclui-se assim a modelagem no sistema no Simulink. Com o modelo completo simula-se um vento incidindo no rotor de uma turbina, de maneira a gerar um torque e uma potência mecânicas, que girar o eixo do rotor, gerando tensões induzidas nos terminais do gerador, resultando em uma potência elétrica e um torque elétrico aplicados a um retificador, que armazena a energia em um capacitor no barramento CC para então deixa-lo nos padrões da rede elétrica. Com esse modelo estudou-se o desempenho de um gerador síncrono de imã permanente e acoplamento direto com conversão CA-CC-CA que utiliza um método de rastreamento de máxima potência por conjugado ótimo. Parte-se agora a obtenção das formas de ondas que descrevem o comportamento do sistema.

4 Implementação No Simulink Do Modelo Da Turbina

4.1 Introdução

Com a modelagem matemática e o projeto dos controladores concluídos, inicia-se o processo de simulação no software Simulink, que para tal, necessita que cada etapa do processo da transformação da energia cinética do vento em eletricidade seja descrito na forma de blocos de estado. Primeiro deve-se criar um sinal responsável por simular uma massa de ar movendo-se em direção à uma turbina eólica. Inicialmente utilizou-se um valor constante de 10 m/s , de maneira a garantir que todas as etapas do processo estejam funcionando adequadamente. Deve-se agora implementar a ferramenta descrita no capítulo 2 para que o sistema receba uma velocidade do vento condizente com o comportamento real do vento. Além disso, nota-se que é necessário obter-se a velocidade rotacional mecânica para que a turbina realmente funcione, porém esse processo é tratado posteriormente. Para simular o processo mecânico, deve-se utilizar uma equação que descreva como essa turbina absorve a energia do vento, simulando a relação entre T_m presente no eixo do rotor, e o V_w que exercia a força sobre as hélices. Logo, o processo inicial de simulação, aborda como funciona essa etapa e como ela reflete-se nas etapas posteriores do sistema. A figura 23 demonstra o modelo completo obtido no software Simulink.

Fig. 22 – Demonstração Do Modelo Teórico

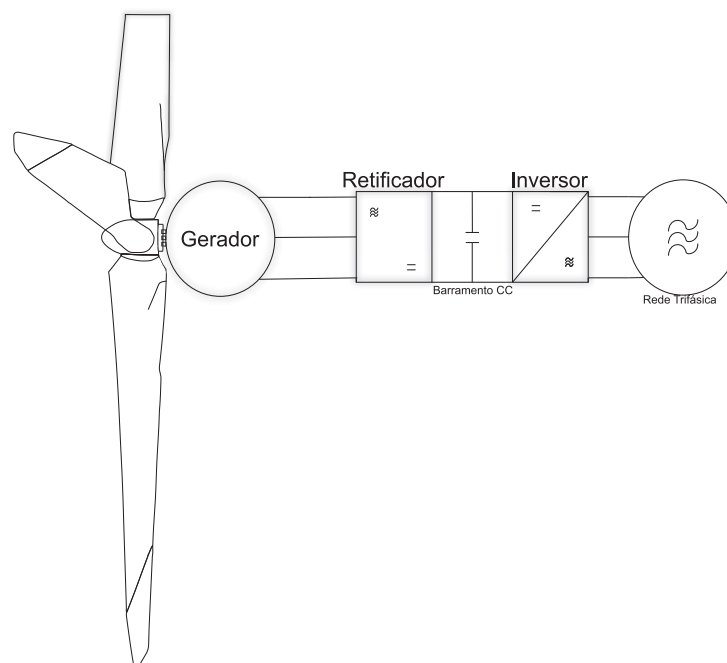
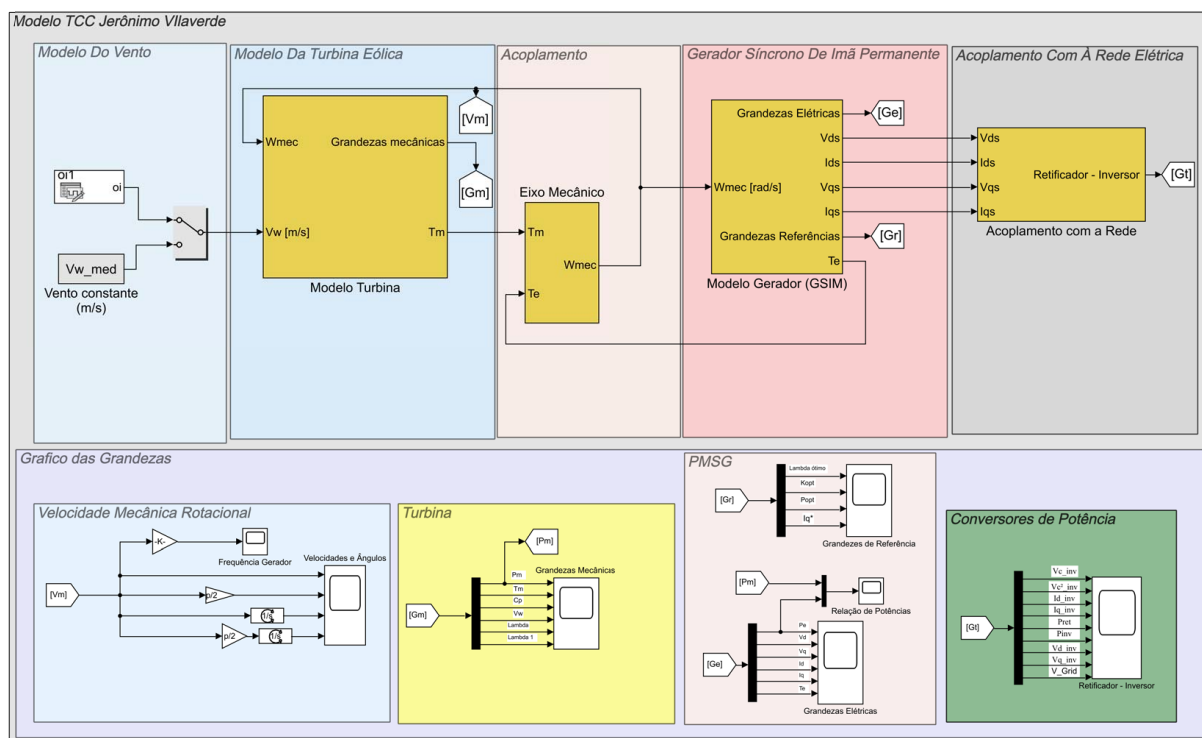


Fig. 23 – Modelo Completo do Sistema no Simulink.



Fonte: Autoria própria

4.2 Série Temporal De Vento

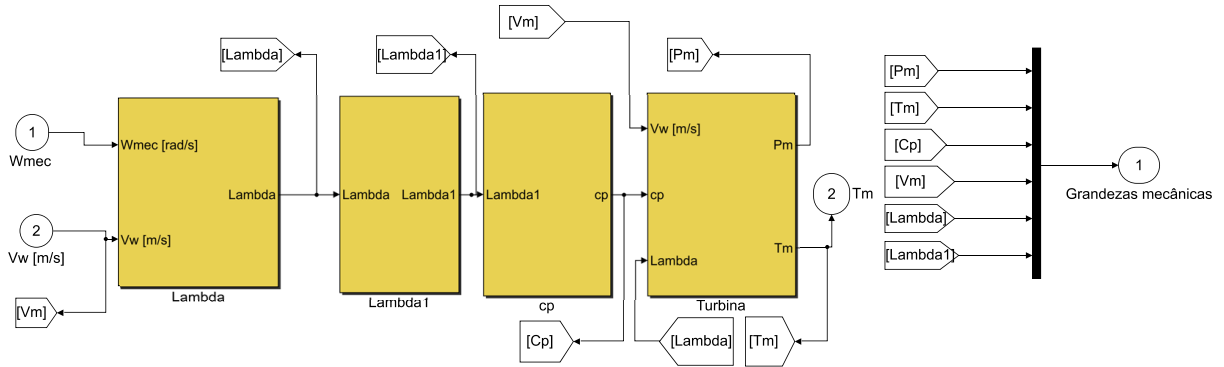
Para simular o vento conforme descrito na equação 2.121 deve-se obter duas componentes, uma sendo o componente que simula o comportamento do vento a longo prazo e outra, sendo responsável pelo comportamento a curto prazo, ou seja, pela turbulência intrínseca do vento. Após isso, utiliza-se o Matlab/Simulink para criar uma variável que contenha os pontos da onda do vento, limitando-os para o tempo de simulação utilizado, que neste trabalho é de 200 segundos. Assim pode-se adicionar essa forma de onda no projeto através de um bloco editor de sinal (do inglês *Signal editor block*) que o envia ao modelo da turbina. De posse disso, inicia-se o processo de modelagem da turbina propriamente dita.

4.3 Modelo da Turbina Eólica

O modelo da turbina, que aborda a etapa de conversão da energia cinética em mecânica, funciona com base em uma equação, que busca simular como um rotor real, transforma uma força que o faz girar em torque e potência no seu eixo. A equação que descreve esse processo, foi abordada anteriormente na seção 2.4.5, referente ao modelo real do C_p , ou seja, da relação entre energia disponível e energia absorvida, e serve como base para a obtenção da P_m que existirá no eixo do rotor e do torque T_m que ele irá desenvolver

e que irá alimentar o bloco de acoplamento do eixo, de forma a obter-se ω_m , que é a velocidade de rotação que o eixo desenvolve. O sistema completo é mostrado na figura 24. O bloco referente a esse processo, inicia-se com o cálculo do λ , ou seja, da velocidade

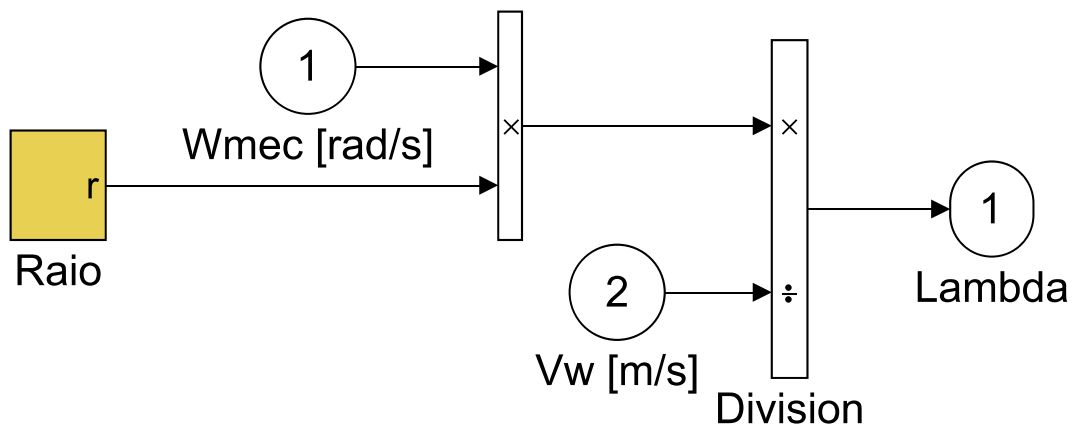
Fig. 24 – Bloco da Turbina.



Fonte: Autoria própria.

de ponta de pá, através da relação entre as velocidades do vento e a velocidade angular rotacional desenvolvida no eixo do rotor, levando-se em conta o raio da turbina. Após isso, inicia-se o processo do cálculo do C_p propriamente dito, obtendo-se inicialmente o λ_i que é uma expressão interna do cálculo, para então encontrar-se o próprio coeficiente, calculado utilizando-se dos diversos valores expressos na tabela 1, referente as constantes experimentais da turbina eólica utilizada neste trabalho. Alimenta-se então o bloco referente a turbina eólica propriamente dita, onde obtém-se P_m e T_m , que pela definição dada na seção 2.3.3 são a energia transferida ao eixo do rotor (P_m) e a força que produz o movimento rotacional no eixo (T_m). O bloco onde o λ é obtido no Simulink está demonstrado na figura 25. O seu cálculo, sendo a relação entre V_w e ω_m , é descrito pela equação 2.39, onde r é o

Figura 25 – Bloco de Cálculo do TSR.



Fonte: Autoria própria.

raio do rotor da turbina dado em m^2 .

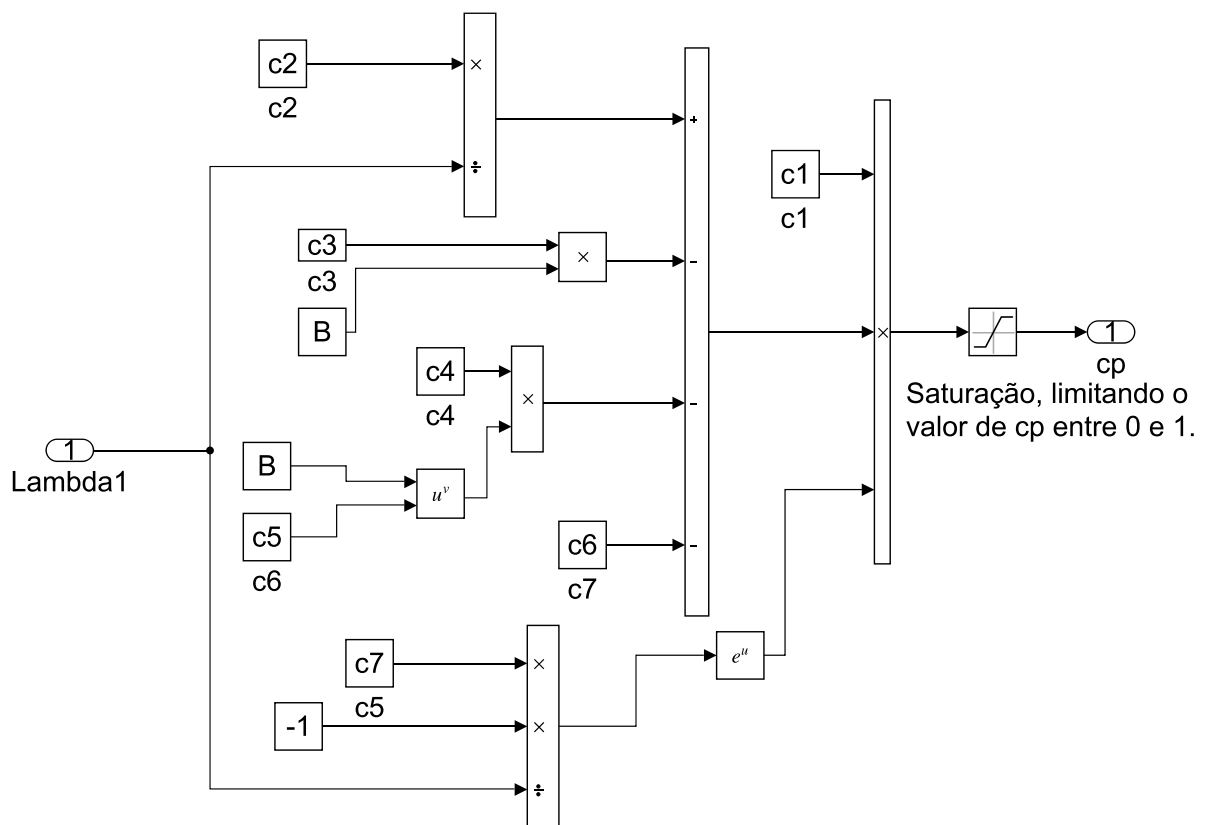
$$\lambda = \frac{r\omega}{v_w} \tag{4.1}$$

No bloco referente a esse cálculo, utiliza-se duas alimentações, uma para a velocidade do vento (v_w), e outra para a velocidade angular rotacional do eixo ω_{mec} . Além disso, utiliza-se um outro bloco, referente ao raio da turbina, calculado utilizando-se da área do rotor através da equação:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \tag{4.2}$$

De posse do valor de λ , calcula-se o λ_i , através da equação 2.45, utilizando-se dos valores dados pela tabela 1. O bloco onde calcula-se essas variáveis é alimentado com o valor de λ do bloco anterior e utiliza-se do valor de β e dos valores de c_8 e c_9 encontrados na tabela 1 através do bloco constant do simulink. A próxima etapa do processo mecânico da turbina é calcular o coeficiente de potência c_p através da equação 2.44 demonstrada no capítulo 2. O bloco tem como entrada o valor λ_i e utiliza-se do bloco de constantes para entrar-se com os valores de $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6, c_7$ e do valor de β . A figura 26 mostra como esse bloco é organizado. Em mãos do valor de c_p , pode calcular finalmente P_m e T_m utilizando-se das

Fig. 26 – Cálculo do Coeficiente de Potência no Simulink.



Fonte: Autoria própria

equações 2.40 e 2.42 respectivamente. Alimenta-se o sistemas com três entradas, sendo

a primeira, o v_w , a segunda o valor de c_p e a terceira o λ . Além disso, utiliza-se o valor do raio, através de um bloco similar ao utilizado anteriormente e os valores da área e densidade de ar ρ pelo uso de blocos de constantes.

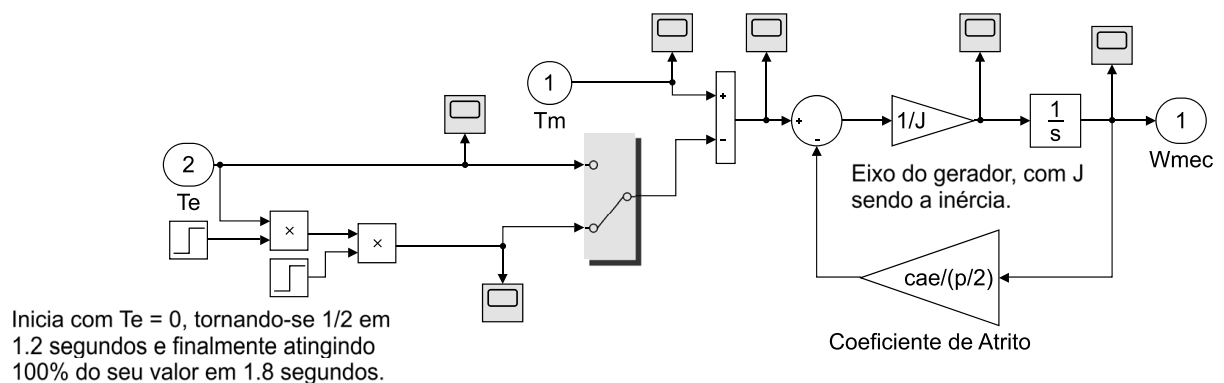
4.3.1 Modelo Do Acoplamento Do Eixo

Com a simulação da parcela mecânica da conversão concluída, parti-se para simular o acoplamento existente entre o gerador e o rotor através do eixo. Para isso, utiliza-se da equação 2.99, apresentado a seguir para montar o bloco do simulink:

$$\mathcal{T}_m - \mathcal{T}_e - B\omega_m = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (4.3)$$

Esse bloco contém duas entradas, a primeira referente ao já calculado torque da turbina, ou \mathcal{T}_m e a segunda do torque do gerador \mathcal{T}_e , calculado na próxima etapa. A figura que mostra esse modelo é a 27. Nela é possível notar-se que o \mathcal{T}_e não é adicionado diretamente a equação e sim gradualmente através do uso de dois blocos degrau multiplicados. Assim inicialmente somente o torque mecânica age sobre a equação e a velocidade angular ω_m aumenta, até que em 1.2 segundos, metade do valor \mathcal{T}_e é adicionado. Somente quando o tempo de simulação for igual a 1.8 segundos é que o valor integral do torque é considerado. Tempo o suficiente a máquina possa ter partido. As duas entradas são então comparadas,

Fig. 27 – Simulação do Acoplamento entre o Rotor da Turbina e o PMSG.



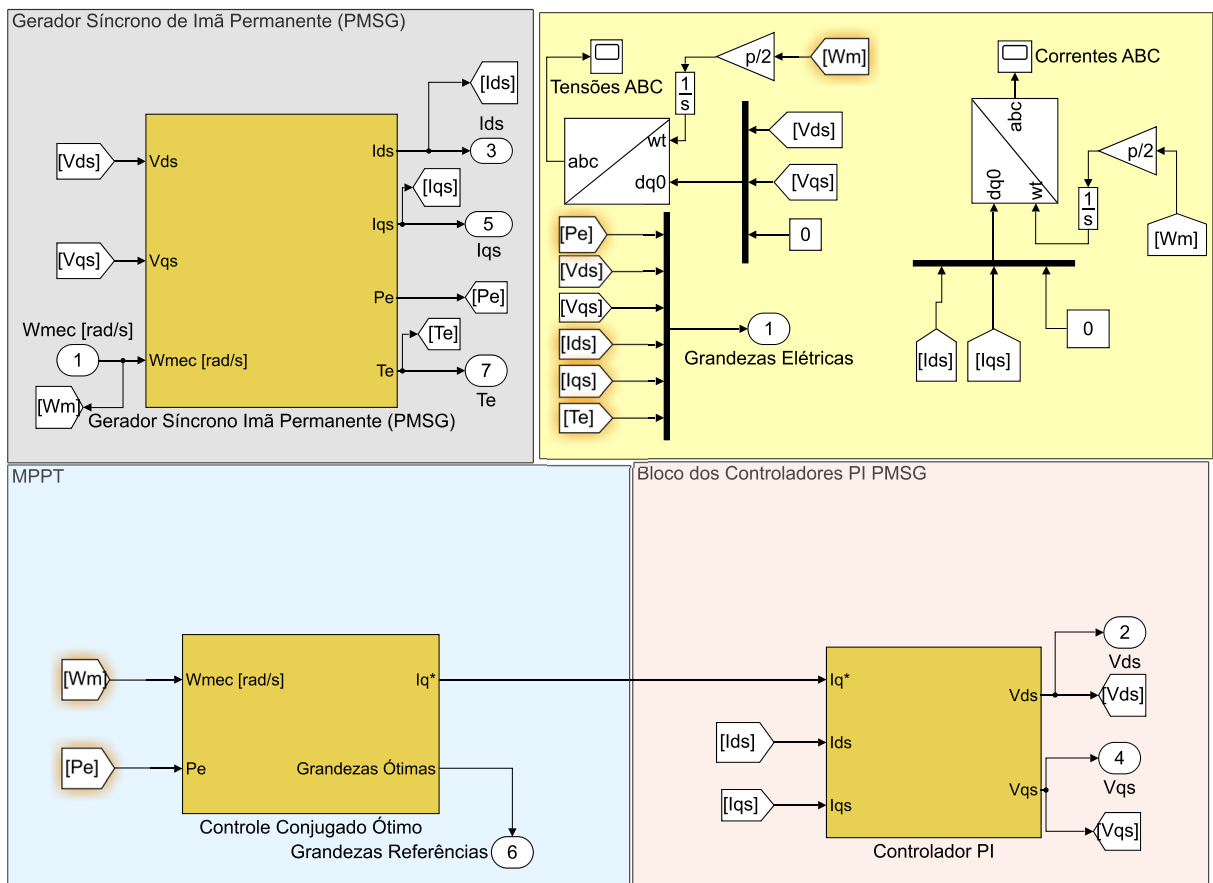
Fonte: Autoria própria

e o resultado é levado a um somador onde do lado positivo tem-se a velocidade angular ω_m que recebe um ganho referente a inércia do eixo (J) na forma de $\frac{1}{J}$ e então é integrada para arquivar o valor da velocidade e do outro lado, tem-se a diminuição devido a um ganho com o coeficiente de atrito C_{ae} que é pelo número de par de polos do gerador. O sistema elaborado até então já abrange a absorção da energia do vento pela turbina que gera o torque mecânico do eixo do rotor, e o próprio acoplamento presente no eixo. Agora necessita-se simular o gerador em seu processo de converter a rotação imposta em seu eixo ω_m em tensão nos terminais e potência elétrica disponível no sistema.

4.4 Modelo Do Gerador Síncrono De Imã Permanente No Simulink

O bloco utilizado para modelo do PMSG contém três blocos principais, um deles é o gerador em si, onde estão presentes os cálculos das correntes i_d e i_q , bem como da potência (P_e) e do torque elétrico (\mathcal{T}_e). Outro bloco é o bloco do conjugado ótimo, onde utiliza-se a lógica do rastreamento de máxima potência através do método de conjugado ótimo para encontrar os valores de $\lambda_{\acute{o}timo}$ e do $K_{\acute{o}timo}$ para obter-se as referências de corrente i_q^* e $i_d^* = 0$ que alimentarão o terceiro bloco. Nele encontra-se os controladores de corrente do tipo PI responsáveis por fornecer os valores ideais das tensões v_d e v_q que alimentam os blocos de correntes do gerador de maneira a atingir a máxima potência gerada possível para cada velocidade do vento. A figura que mostra todo esse sistema é a 28 e nela pode-se ver como cada um desses blocos está organizado. Ve-se também que como entrada tem-se a

Fig. 28 – Bloco de Simulação do Gerador Síncrono.



Fonte: Autoria própria

velocidade angular mecânica ω_m obtida anteriormente na lógica de acoplamento e como saídas tem-se P_e e \mathcal{T}_e bem como, v_d , i_d , v_q , e i_q que são enviados para o bloco do retificador, para calcular-se o P_{ret} .

4.4.1 O Modelo do Gerador

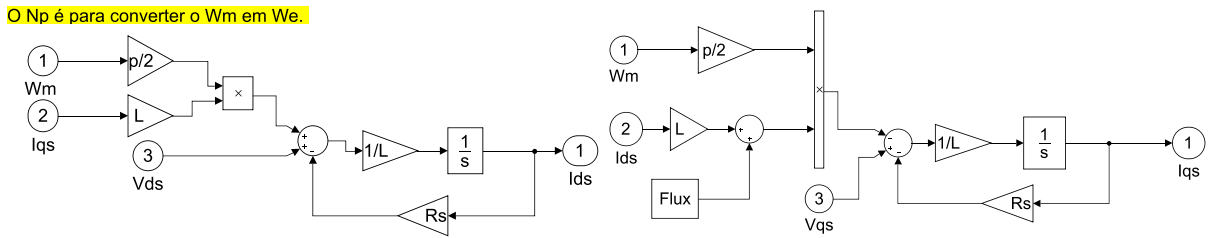
O primeiro bloco a ser abordado o bloco do gerador em sí, alimentado pela velocidade rotacional ω_e calculada através da equação $\omega_e = \omega_m \frac{N_{pólos}}{2}$ realizada dentro dos blocos das correntes, da potência e do torque, bem como pelos valores de v_d e v_q que são estimados pelos controladores PI, projetados posteriormente. O primeiro bloco presente no modelo é o bloco da corrente i_d , calculado através da equação 2.86. Seu bloco tem como entrada a velocidade ω_e , bem como a corrente i_q e a tensão v_d , e utiliza-se dos valores de L e R_s e de um integrador. Após isso alimenta-se o bloco da segunda corrente, que tem como entrada a mesma velocidade, a corrente i_d e a tensão v_q , e utiliza-se do valor de R_s e L para simular a expressão 2.87. As expressões das duas correntes são apresentadas a seguir:

$$\frac{d(i_d)}{dt} = -\frac{R_s I_d}{L_d} + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{V_d}{L_d} \quad (4.4)$$

$$\frac{d(i_q)}{dt} = -\frac{R_s I_q}{L_q} - \frac{\omega_e L_d i_d}{L_q} + \frac{V_q}{L_q} - \frac{\psi_{pm} \omega_e}{L_q} \quad (4.5)$$

Assim, mostra-se na figura tal os blocos que calculam as correntes i_d e i_q do gerador. Após

Fig. 29 – Bloco de Simulação das Correntes do Gerador Síncrono.



Fonte: Autoria própria

obtido as correntes, é possível obter a potência elétrica do gerador P_e utilizando-se da expressão 2.90, dividida em três blocos, um para a parcela de perda no cobre, outro para a taxa de variação de energia armazenada nas indutâncias e outra para a potência gerada. O bloco utiliza-se dos valores de i_d , i_q , ω_e , R_s e do fluxo. Sua equação é mostrada a seguir:

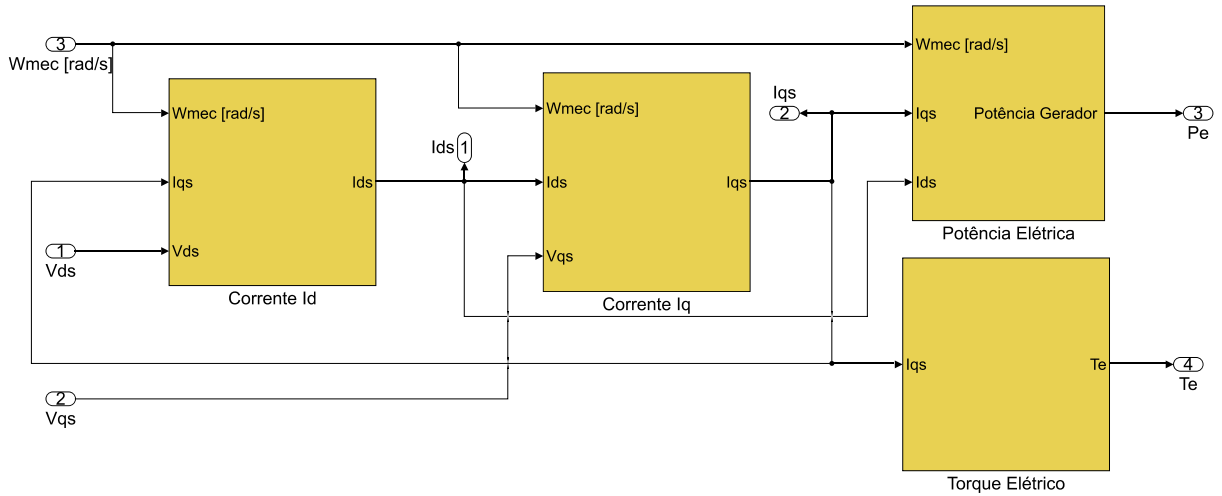
$$P_e = \frac{3}{2} \left[R_s (i_d^2 + i_q^2) + \left(i_d \frac{d}{dt} \psi_d + i_q \frac{d}{dt} \psi_q \right) + \omega_e (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \right] \quad (4.6)$$

Então por último calcula-se o torque elétrico \mathcal{T}_e através da equação 2.95 apresentada a seguir:

$$\mathcal{T}_e = \frac{3 N_p}{2} [\psi_{pm} i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (4.7)$$

Nota-se que como o modelo utilizado para o gerador tem em suas indutâncias o valor $L_d = L_q = L$, então a segunda parte da equação retorna zero e o valor do torque é calculado somente pela primeira parcela da equação, utilizando-se do fluxo, da corrente i_q e do número de par de polos. O bloco completo contendo o modelo geral do gerador

Fig. 30 – Bloco Interno de Simulação do PMSG.



Fonte: Autoria própria

apresenta-se na figura 30. Com o modelo do gerador pronto, deve-se implementar o bloco responsável por receber o valor do $\lambda_{\text{ótimo}}$ encontrado na figura 18, para definir as referências de corrente que alimentarão os controladores PI utilizados no lado do gerador. Este bloco é alimentado pelo valor de λ_{opt} e pela velocidade ω_e , para calcular o valor de K_{opt} , do torque elétrico ótimo e da corrente de referência. Deve-se aqui, implementar o controle de potência nominal, de forma a garantir que a geração opere dentro dos valores nominais da máquina.

4.4.2 Modelo Do Método De Rastreamento De Máxima Potência

Para simular o método de rastreamento de máxima potência por conjugado ótimo, deve-se criar uma variável chamada $\text{Lambda}_{\text{opt}}$ que recebe o valor de 7.9540 calculado com o auxílio da figura 18. Assim, o bloco do *MPPT* recebe como entrada uma constante com esse valor, que então alimenta o bloco onde é calculado o K_{opt} através do valor de $\text{Lambda}_{\text{opt}}$, que resulta no $C_{p_{\text{opt}}}$ e o K_{opt} pela equação:

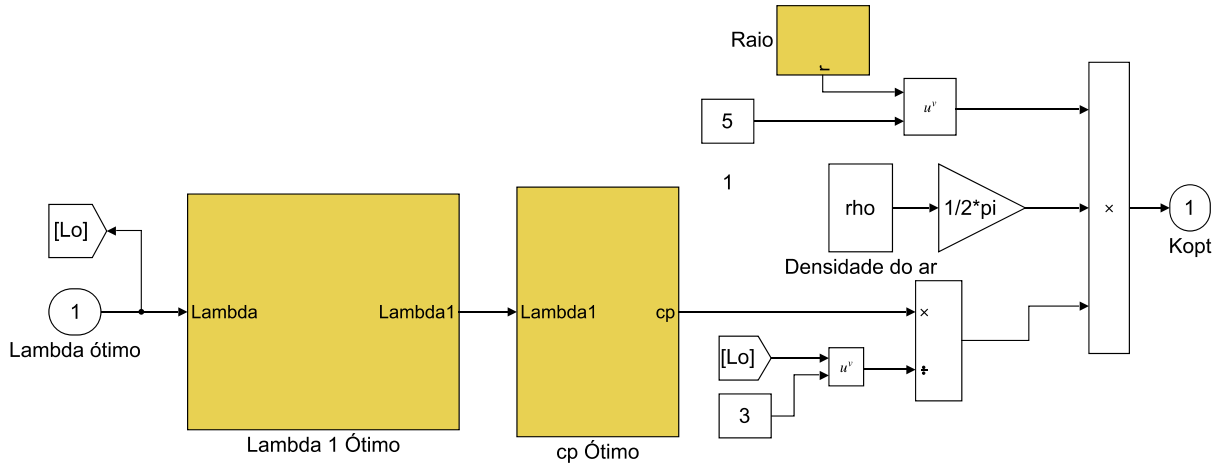
$$K_{\text{opt}} = \frac{1}{2} \pi \rho r^5 \frac{C_{p_{\text{opt}}}}{\lambda_{\text{opt}}} \quad (4.8)$$

De posse desse valor, deve-se encontrar o valor do torque elétrico $\mathcal{T}_{e_{\text{opt}}}$ que resulta nesse valor de λ . O bloco recebe a velocidade rotacional do eixo elétrico ω_e que então é elevado ao quadrado para calcular-se o valor do torque pela equação 3.8 e ao cubo, para encontrar-se o valor da potência dado pela expressão 3.9 mostrados a seguir:

$$\mathcal{T}_{m_{\text{opt}}} = K_{\text{opt}} \omega_m^2 \quad (4.9)$$

$$P_{e_{\text{opt}}} = K_{\text{opt}} \omega_m^3 \quad (4.10)$$

Fig. 31 – Bloco do Cálculo do K Ótimo



Fonte: Autoria própria

O segundo é enviado aos gráficos de saída, o primeiro, é utilizado para encontrar a referência de corrente definido por 3.12 e mostrado a seguir:

$$i_q^* = \frac{\mathcal{T}_e}{\left(\frac{3}{2} \frac{N_p}{2}\right)} \quad (4.11)$$

Agora deve-se implementar o limite de velocidade por potência nominal. Assim, utiliza-se blocos do tipo *Switch* que são automáticos e contém duas entradas, onde alimenta-se i_q^* e $i_{q_{max}}^*$ e uma terceira como condicional, onde alimenta-se o valor da (P_e) da máquina. Assim, define-se que caso P_e for maior que o valor nominal (P_{nom}), utiliza-se a entrada conectada com o valor máximo de $i_{q_{max}}^*$, se não, utiliza-se a entrada ligada a referência normal i_q^* . O bloco que encontra esse valor de corrente máximo utiliza-se da potência nominal, para encontrar a velocidade rotacional ω_{nom} através de 3.13 mostrada a seguir:

$$\omega_{nom} = \sqrt[3]{\frac{P_{nom}}{K_{opt}}} \quad (4.12)$$

Para então calcular o $\mathcal{T}_{e_{max}}$ mostrado na equação 3.14 mostrada a seguir:

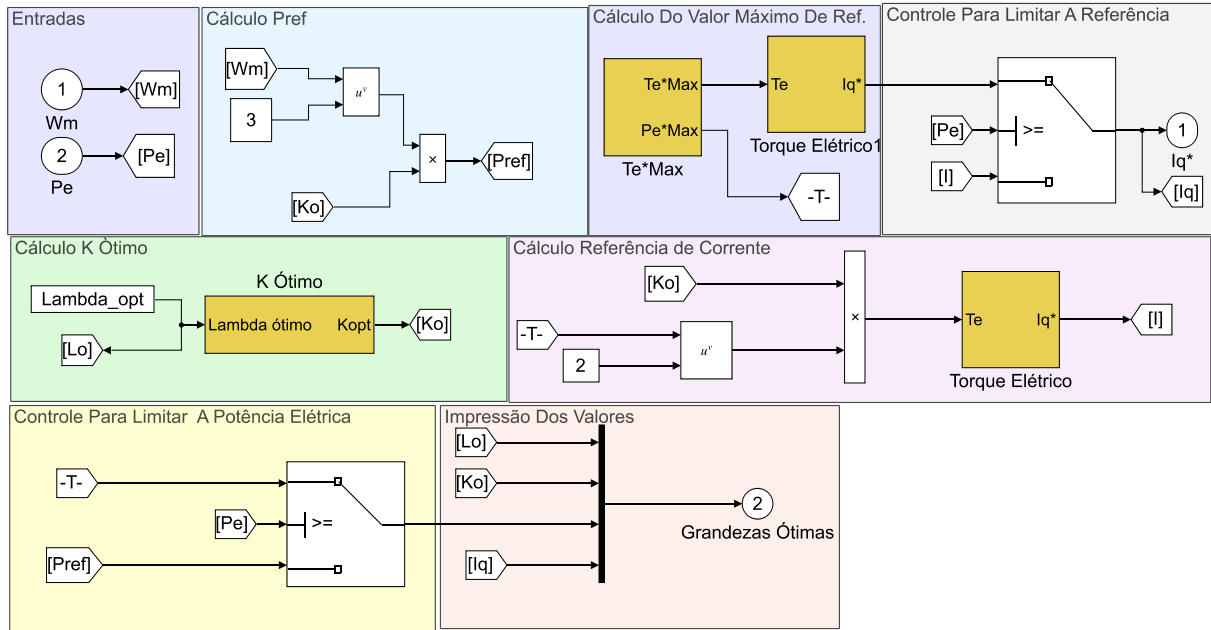
$$\mathcal{T}_{e_{max}} = \omega_{nom}^3 \cdot K_{opt} \quad (4.13)$$

E então consequentemente obtém-se o valor de $i_{q_{max}}^*$ dado por 3.16:

$$i_q^* = \frac{\mathcal{T}_{e_{max}}}{\left(\frac{3}{2} \frac{N_p}{2}\right)} \quad (4.14)$$

O modelo completo com os controles de velocidade é mostrado na figura 32. Deve-se agora utilizar esses valores de referência para implementar os controladores de correntes, utilizados para obter-se as tensões v_d e v_q que alimentam o gerador.

Fig. 32 – Bloco do Cálculo do Valor de Referência



Fonte: Autoria própria

4.4.3 Implementação Dos Blocos De Simulação Dos Controladores De Corrente PI

Com bloco onde obtém-se as correntes de referência pronto, deve-se elaborar o bloco com os controladores de corrente do gerador. Esse bloco é alimentado pelos valores de referência (i_d^*) e (i_q^*), aplicados no controlador onde aplica-se os ganhos k_p e k_i para então tem como saída v_d e v_q que são as referências de tensão do gerador utilizados para que i_d e i_q atinjam os valores de i_d^* e i_q^* . Sua equação é definida por 3.24 mostrado a seguir:

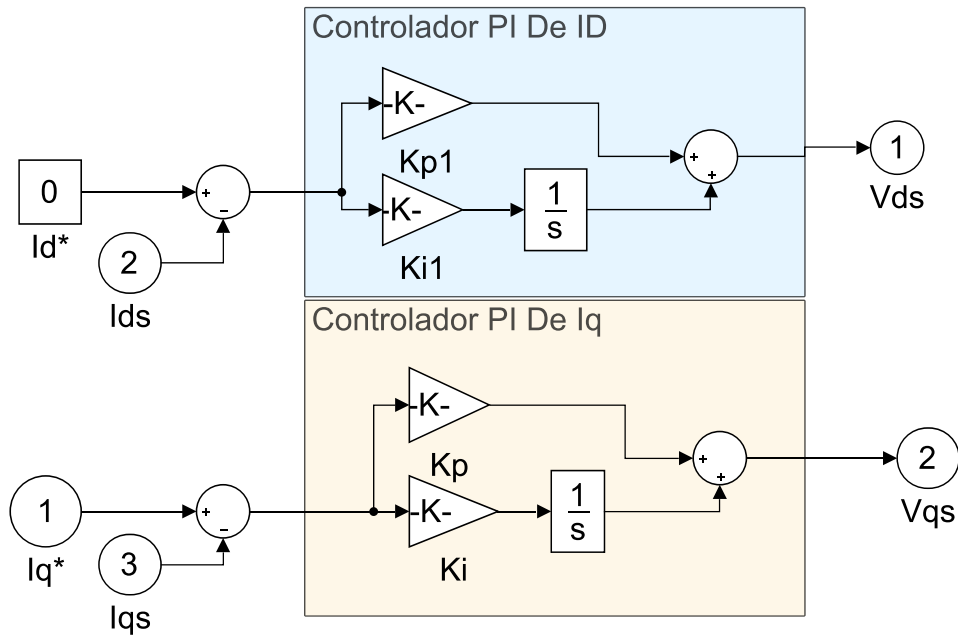
$$G_c(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \tag{4.15}$$

de forma que o bloco completo onde é simulado os controladores é mostrado a seguir na figura 33. Assim completa-se o modelo que representa o gerador síncrono de ímã permanente *PMSG*. Para que a simulação seja o mais próximo possível da realidade, deve-se implementar o bloco que simule o acoplamento entre o gerador e a rede.

4.5 Implementação Do Bloco De Acoplamento Do Gerador Com A Rede

Para simular o acoplamento existente entre aerogerador e rede elétrica deve-se primeiro projetar a relação das potências que resultam na tensão sobre o capacitor do

Fig. 33 – Bloco com os Controladores de Corrente do Gerador



Fonte: Autoria própria

barramento CC, indicada pela equação 2.116 mostrada a seguir:

$$V_c^2 = (P_{ret} - P_{inv}) \frac{2}{SC} \quad (4.16)$$

Para tal, deve-se primeiro implementar o cálculo da potência do retificador, dado pela equação 2.110 apresentada a seguir:

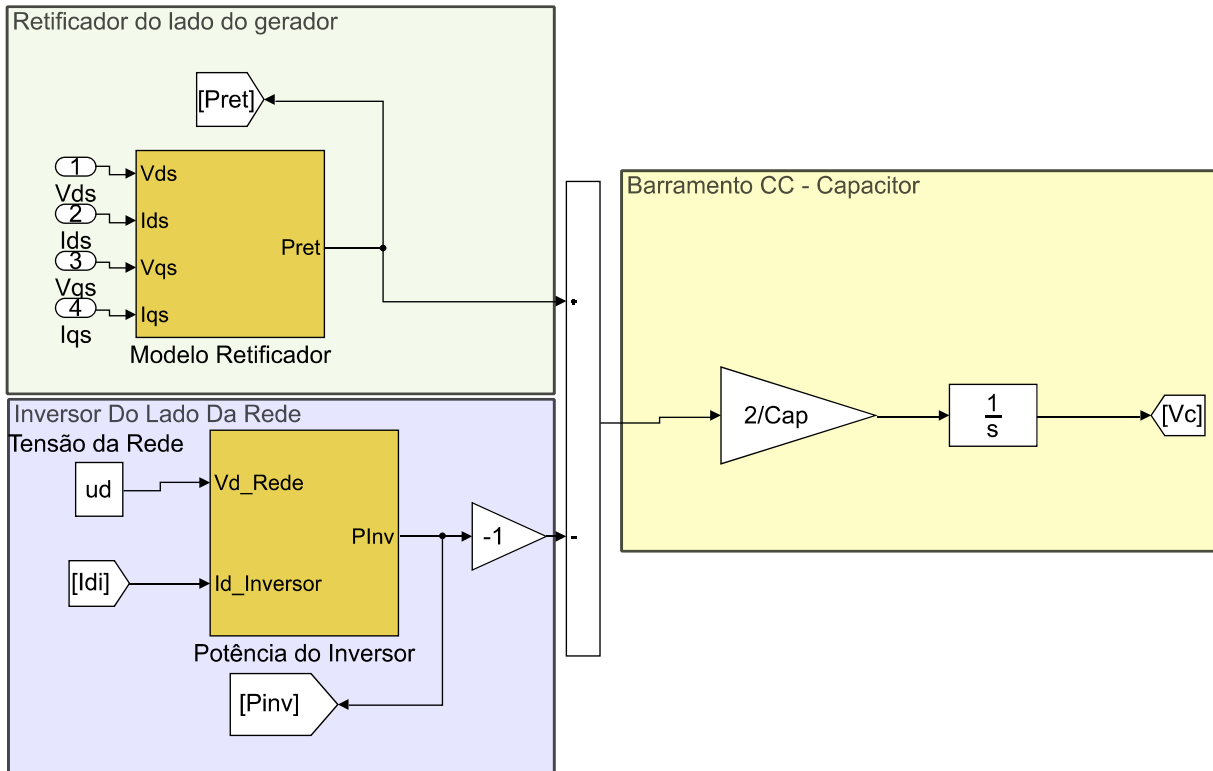
$$P_{ret} = V_d(gerador) \cdot I_d(gerador) + V_q(gerador) \cdot I_q(gerador) \quad (4.17)$$

Assim, parti-se do bloco da potência para um somatório onde entra-se tanto (P_{ret}) como (P_{inv}). Após isso, aplica-se um ganho contendo o valor de 2 dividido pelo valor do capacitor e então integra-se através de um bloco integrador, de forma a encontrar-se o valor V_c^2 . Esse valor serve de entrada no bloco de controle da tensão do capacitor, onde a referência é ditada pela rede, visto que seu valor deve ser 35% maior que u_d . Deve-se então implementar o primeiro controlador, que recebe o valor de V_c^2 e a referência de $(u_d \cdot 1.3)^2$, de forma que o valor de V_c torna-se:

$$V_c = \sqrt{u_d \cdot 1.3} \quad (4.18)$$

Deve-se então modelar os controladores das correntes do inversor, para tal, alimenta-se o controlador da corrente (i_d) com o valor de V_c^2 e outro com zero, visto que a corrente (i_q) da rede é zero. A figura tal mostra os controladores obtidos para o controle das correntes do inversor. Após isso, utiliza-se as equações das correntes do inversor para modelar os blocos de (i_d) e (i_q) do inversor. Esses blocos utilizam as equações 2.107 e 2.108 mostrados

Fig. 34 – Bloco com o Barramento CC



Fonte: Autoria própria

a seguir:

$$I_d(S) = \frac{-L\omega I_q(S) + V_d(S) - U_d(S)}{LS + R} \quad (4.19)$$

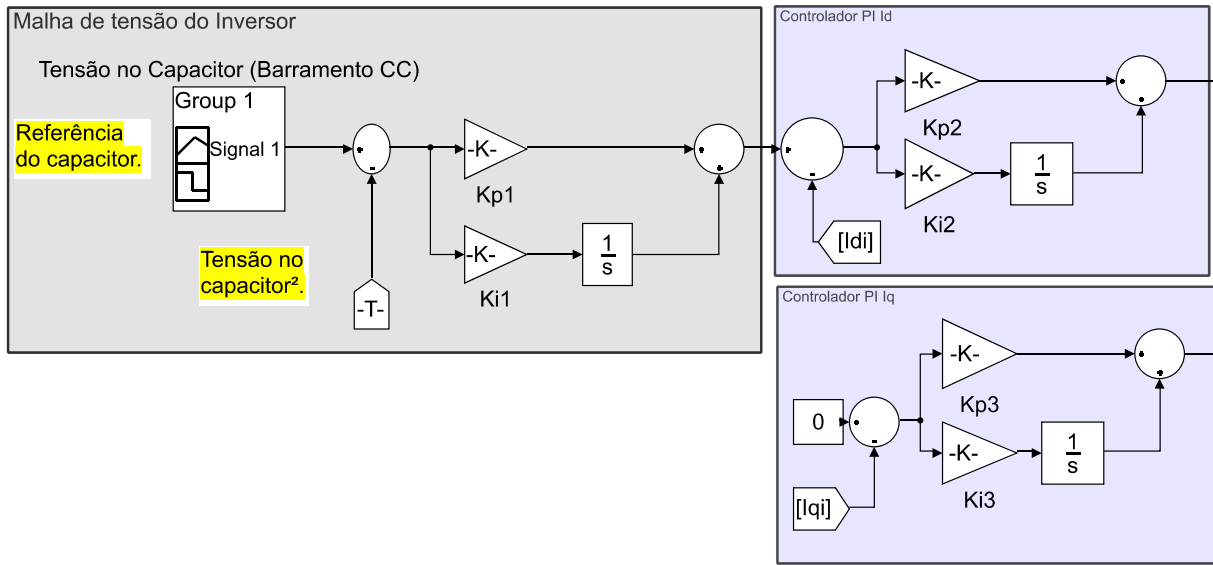
$$I_q(S) = \frac{+L\omega I_d(S) + V_q(S) - U_q(S)}{LS + R} \quad (4.20)$$

Os blocos são então alimentados pelas tensões (v_d) e (v_q) obtidas nos controladores bem como os valores uma da outra para simular o acoplamento mútuo entre as equações. Seu blocos são mostrados a seguir: Após isso deve-se implementar a potência do inversor mas, para isso, deve-se lembrar que a tensão do inversor é a própria tensão da rede que atua como uma fonte. Assim, a potência do inversor é calculado pela equação 2.109 mostrada a seguir:

$$P_{inv} = U_d(Rede) \cdot I_d(Inversor) \quad (4.21)$$

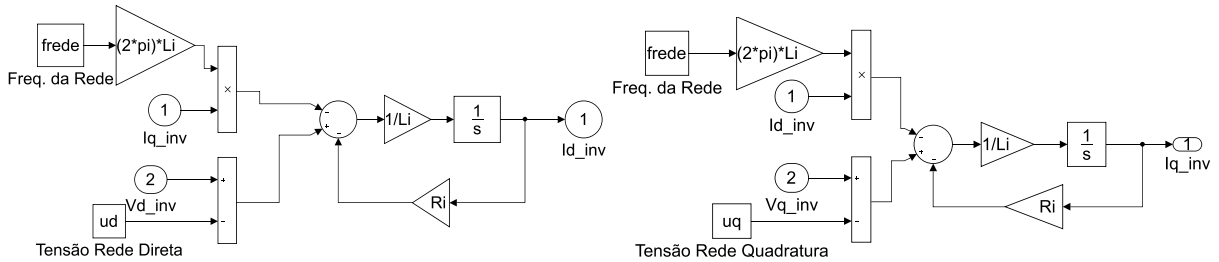
Onde U_d é o valor da tensão na rede elétrica e i_d a corrente direta do inversor. Finalizado o modelo de simulação, utiliza-se os parâmetros da turbina escolhida de maneira a rodar a simulação, analisando o comportamento do método de (MPPT) por controle de conjugado ótimo. Para tal deve-se primeiro descrever a turbina utilizada no projeto com seus respectivos valores. Após isso, mostra-se as características do vento aplicado no rotor, do λ que a turbina desenvolve, bem como das curvas de λ_i , do coeficiente C_p , bem como da P_m e \mathcal{T}_m

Fig. 35 – Controladores das Correntes do Inversor



Fonte: Autoria própria

Fig. 36 – Blocos que Calculam as Correntes do Inversor



Fonte: Autoria própria

resultantes no eixo da turbina. Após isso, obtém-se as grandezas elétricas do sistema, ou seja, as curvas de v_d e i_d , v_q e i_q , bem como de P_e e \mathcal{T}_e . Mostra-se então as grandezas de referências produzidas pelas características da turbina escolhida, ou seja, os valores de λ_{opt} , K_{opt} , \mathcal{T}_{opt} e i_q^* . Após isso, mostra-se finalmente as características de velocidades e ângulos desenvolvidos pela turbina e o gerador, bem como a relação de potência resultando disso. Após isso, mostra-se as grandezas dos conversores, ou seja, os valores de V_c^2 , V_c , V_d , V_q , i_d , i_q , P_{ret} e P_{inv} bem como o valor de U_d da rede.

5 Resultados De Simulação

5.1 Introdução

Neste capítulo simula-se a turbina eólica de velocidade variável com gerador síncrono de imã permanente e acoplamento direto (*PMSG*) conectados através uma conversão CA-CC-CA a rede elétrica. A turbina utilizada apresenta os seguintes parâmetros de funcionamento descritos na tabela 2 apresentada a seguir.([MARTINELLO, 2013](#)).

Tabela 2 – Parâmetros Mecânicos da Turbina Eólica

Densidade do Ar	ρ	1.225	kg m^{-1}
Área Varrida pelas Pás	A	24.10	m^2
Momento de Inércia da Turbina	J	30	kg m^2
Coefficiente de Atrito	B	0.8333	$\text{g m}^2 \text{s}^{-1}$

Utilizados para determinar a potência mecânica, o torque mecânico e simular o acoplamento do eixo da turbina com o gerador. O coeficiente de potência utiliza os dados da tabela 1 junto dos dados de 2. Já o gerador síncrono simulado tem seus parâmetros descritos na tabela 3

Tabela 3 – Parâmetros Elétricos do Gerador

Número De Pólos	p	12	-
Indutância Equivalente	L	13.47×10^{-3}	H
Resistência Estatórica Síncrona	R_s	0.67	Ω
Fluxo Magnético Permanente	ψ_{pm}	2.39	Wb
Potência Nominal	P_{nom}	6800	W
Velocidade Nominal	ω_{nom}	29.50	rad s^{-1}
$TSR_{ótimo}$	λ_{opt}	7.9540	-

Assim obtém-se as correntes, a potência elétrica, o torque elétrico, do gerador, assim como, K_{opt} , $\mathcal{T}_{e_{opt}}$ e o i_q^* , além de permitir o cálculo do mecanismo para limitar a potência a nominal. A tabela contendo os parâmetros dos controladores de corrente e tensão são mostrados em 4

Tabela 4 – Parâmetros dos Controladores PI

Coefficiente De Amortecimento	ζ	1	-
Banda Passante PI Gerador	ω_b	6283.18531	rad s^{-1}
Banda Passante PI Corrente Inversor	ω_{bic}	6283.18531	rad s^{-1}
Banda Passante PI Tensão Inversor	ω_{bit}	6.28318531	rad s^{-1}

Utilizados para projetar os controladores das correntes do gerador, controladores das correntes do inversor, e o controlador da tensão sobre o capacitor. Agora apresenta-se os parâmetros do conversor de dois níveis utilizado como inversor no lado da rede.

Tabela 5 – Parâmetros do Conversor Atuando como Inversor

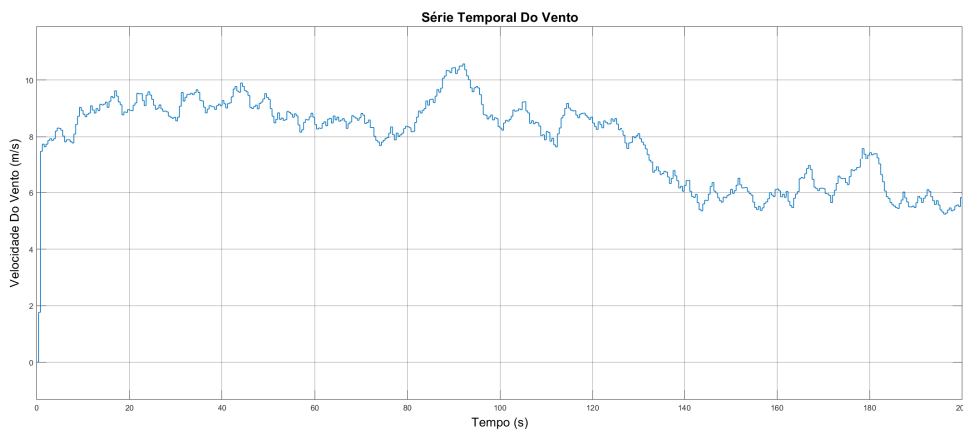
Frequência Elétrica Da Rede	f_{rede}	60	Hz
Indutância Do Inversor	L_i	1.6×10^{-3}	H
Resistência Do Inversor	R_i	0.3	Ω
Capacitância No Capacitor Do Barramento CC	C_{cap}	10×10^{-3}	F
Tensão Direta da Rede	U_d	311	V
Tensão Em Quadratura Da Rede	U_q	311	V
Tensão Sobre O Capacitor	V_c	420	V

De posse destes valores, simulou-se todo o sistema, partindo-se da absorção do vento pelo rotor, até a tensão ser armazenada no capacitor e entregue a rede. Inicia-se agora, o exposição dos resultados obtidos, de forma a validar a teoria aplicada até o presente momento.

5.2 Resultados Obtidos

Inicia-se a simulação aplicando o sinal representando a massa de ar incidindo sobre o rotor do turbina eólica. Nesse trabalho utiliza-se um sinal que replica o comportamento aleatório do vento, variando por um tempo de 200 segundos, assim, pode-se analisar como a turbina reage a alterações de velocidade de vento, alterando seu c_p , os valores de referência e rastreando constantemente o ponto de operação ideal. A figura com a forma do vento utilizada é mostrada em 37. Com ele, pode-se testar os mecanismos de

Fig. 37 – Série Temporal do Vento.

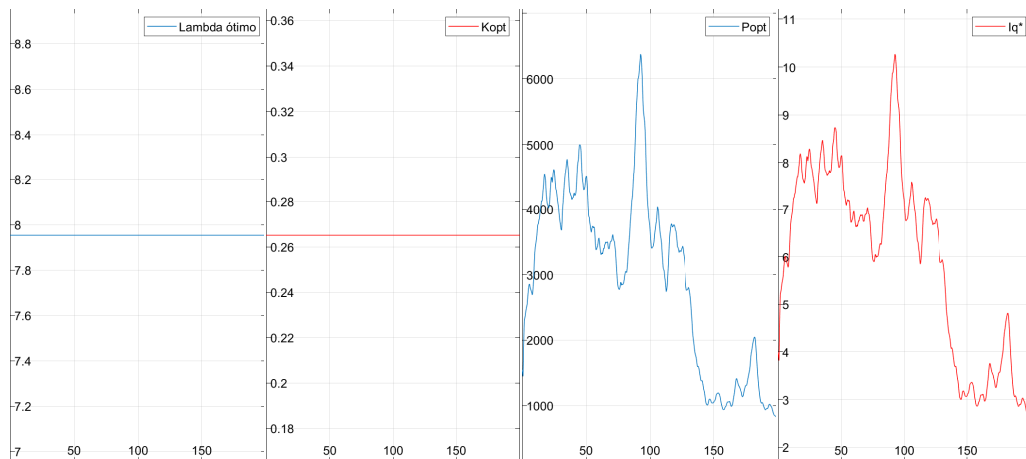


Fonte: Autoria própria

rastreamento de máxima potência modelados no capítulo 2, bem como testar o projeto

dos controladores de tensão e corrente utilizados, que foram implementados no capítulo 4. Com isso, utilizando-se do valor do λ_{opt} encontrado em 18 de forma a obter os valores de referências que mantiveram o sistema operando com conjugado ótimo mostrados na figura 38. De forma que utilizando-se desses valores de referência, o coeficiente de potência da

Fig. 38 – Curvas das Referências Calculadas.



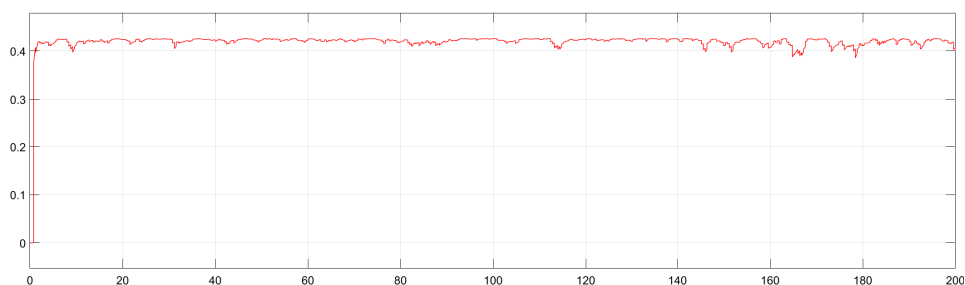
Fonte: Autoria própria

máquina manteve-se praticamente constante dentro do valor de:

$$C_p = 0.42 \quad (5.1)$$

de forma que sua forma de onda é mostrada na figura em 39. Nota-se através das pequenas

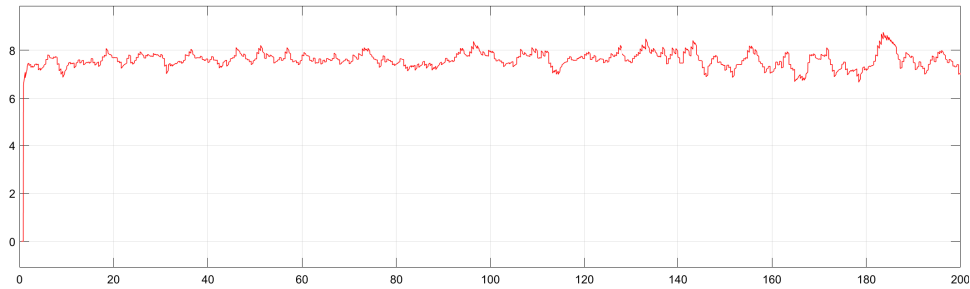
Fig. 39 – Forma de Onda do Coeficiente de Potência.



Fonte: Autoria própria

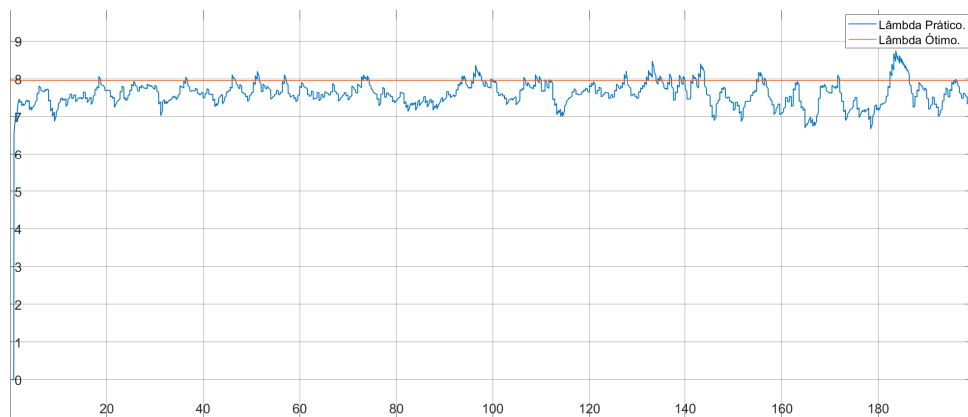
variações do valor do C_p que a turina manteve-se extraíndo a máxima potência do vento independente das variações locais de velocidade, ou seja, que o método de *MPPT* escolhido funcionou adequadamente. Assim, pode-se obter o gráfico com o *TSR* para demonstrar como as relações de velocidade mantiveram-se constante dentro do intervalo. Com isso pode-se também avaliar o desempenho do método de rastreamento da máxima potência através do gráfico que relaciona o valor de λ_{opt} com o valor obtido de λ pelo modelo

Fig. 40 – Forma de Onda da Velocidade de Ponta de Pá.



Fonte: Autoria própria

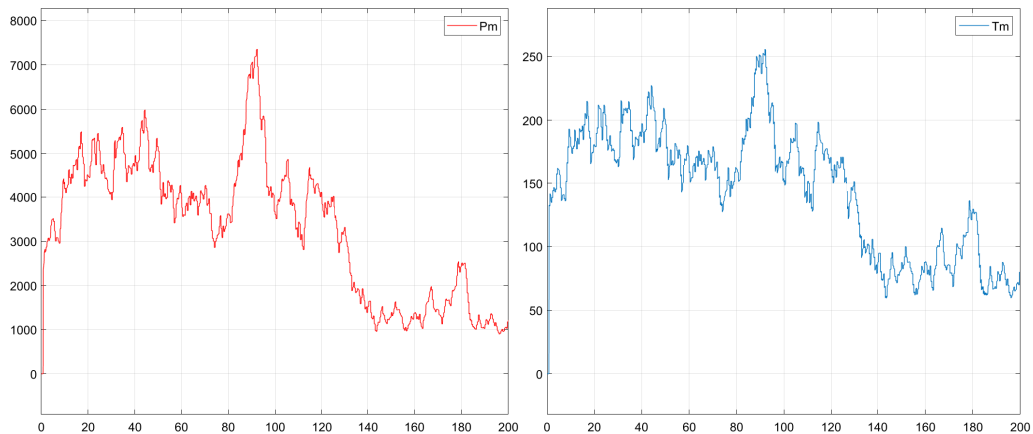
Fig. 41 – Desempenho do Método de Rastreamento de Máxima Potência.



Fonte: Autoria própria

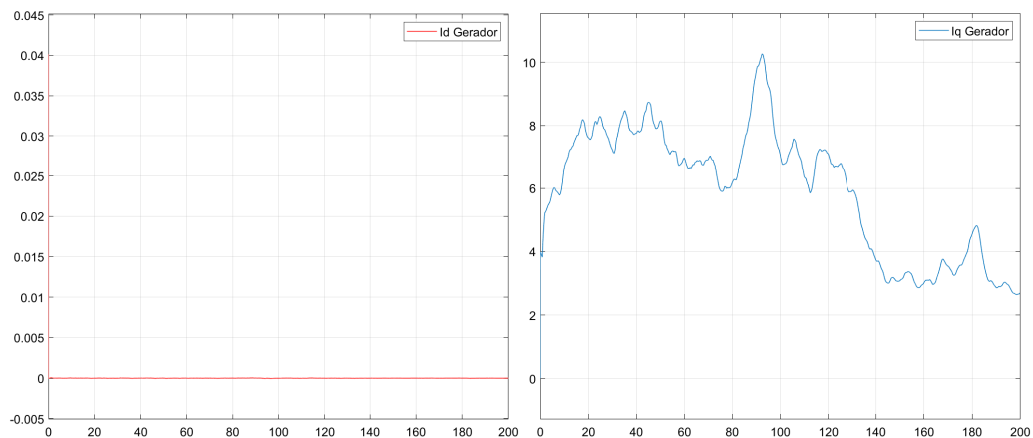
simulado, conforme demonstra-se na figura 41. mostra-se então, os valores da potência mecânica P_m e do torque mecânico \mathcal{T}_m extraídos pela turbina do vento simulado, mostrado na figura 37. Vê que as variações na velocidade geram uma elevada alteração da potência mecânica impressa no eixo do gerador. As formas de onda de P_m e \mathcal{T}_m são mostradas na figura 42. Assim, pode-se analisar o efeito do torque mecânico no eixo do rotor, através das formas de onda do gerador. Primeiro, vê-se o comportamento das correntes i_d e i_q da máquinas, mostradas na figura 43. E convertendo-as em coordenadas ABC obtém-se a Figura 44. Pode-se agora comparar o valor da corrente i_q do gerador com o valor da referência de corrente obtido pelo MPPT, como mostrado na figura 45 de forma a avaliar o desempenho do MPPT em relação as correntes. Com isso, parti-se para a análise dos valores das tensões v_d e v_q assumidos pelos controladores de corrente do gerador de forma a manter o sistema operação na faixa do conjugado ótimo, representando a ação de controle dos controladores PI do gerador. Suas formas de onda são mostradas na figura 46. Com isso, pode-se analisar a potência elétrica e o torque elétrico assumidos pelo gerador devido a ação do vento. Suas formas de onda são mostradas na figura 47. Assim pode-se analisar a relação de potências do gerador, vê com isso, que os controladores atuaram corretamente na

Fig. 42 – Forma de Onda da Potência e do Torque Mecânico.



Fonte: Autoria própria

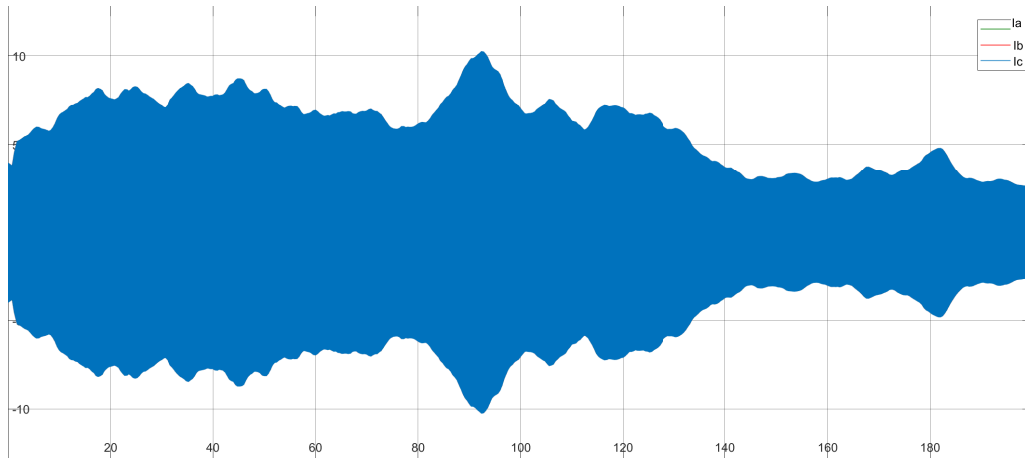
Fig. 43 – Forma de Onda das Correntes do Gerador.



Fonte: Autoria própria

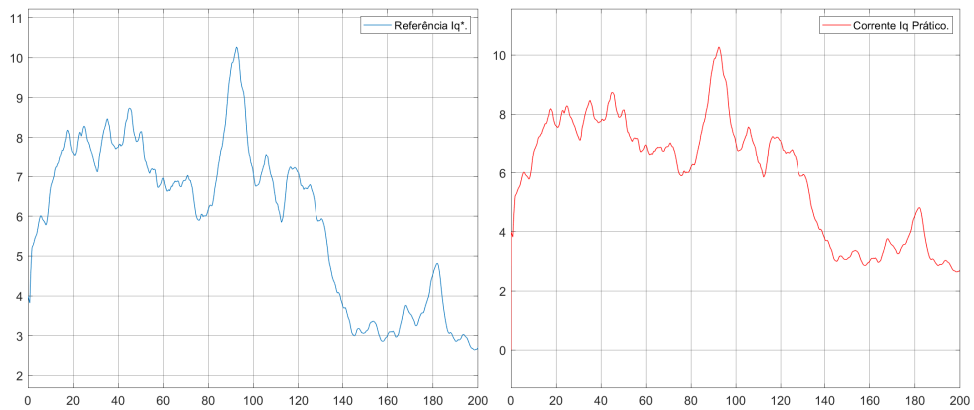
busca de manter o valor de P_e próximo ao valor da P_m . Pode-se então analisar a velocidade de rotação assumida pela máquina mostrada em 49. Seu valor varia em conformidade ao valor do vento atingindo máximo de 28.86 rad/s e mínimo de 14.64 rad/s . Deve-se agora olhar para a conexão do gerador com a rede. A tensão sobre o capacitor que demonstra a eficiência do controlador de tensão para manter seu valor de tensão constante é mostrado na imagem 50. As correntes i_d e i_q assumidas pelo inversor são mostradas na figura 50. Em coordenadas ABC obtém-se a figura 52. De forma que a potência do inversor manteve-se sempre próximo da potência do retificador, sua forma de onda é mostrada na figura 53. A ação de controle do controlador PI responsável pela ação sobre a tensão no barramento CC é mostrado em 54. e com isso obtém-se a ação de controle dos controladores PI de corrente do inversor mostrado na figura 55.

Fig. 44 – Forma de Onda das Correntes do Gerador em Coordenadas ABC.



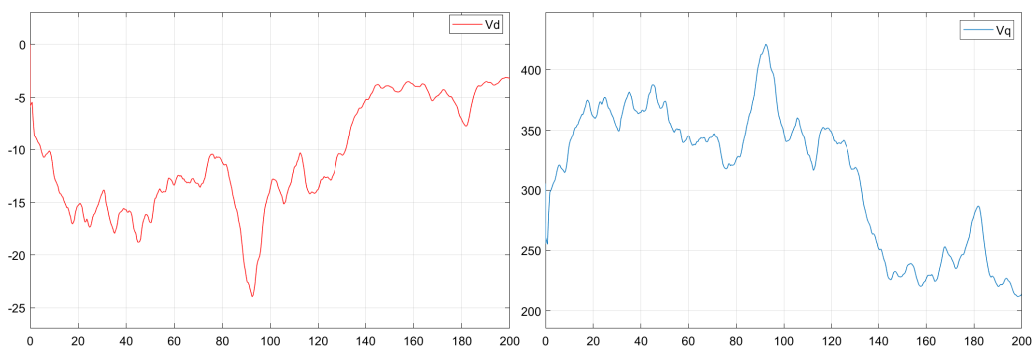
Fonte: Autoria própria

Fig. 45 – Desempenho do Mppt pela Análise da Corrente Iq do gerador.



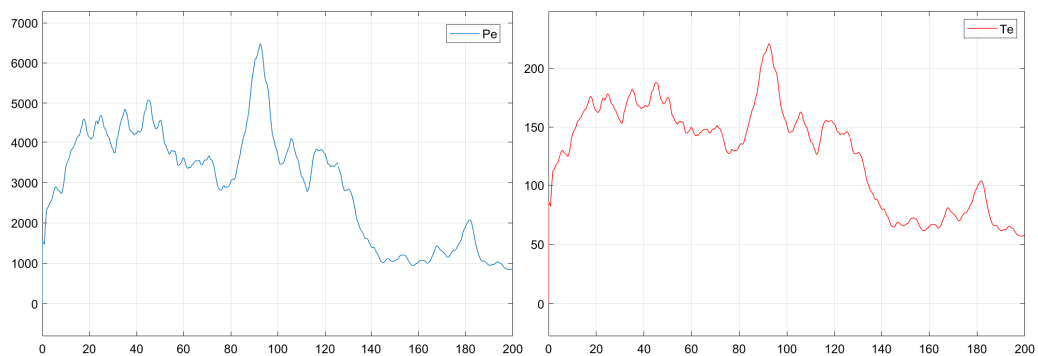
Fonte: Autoria própria

Fig. 46 – Referências de Tensões Fornecidas ao Gerador.



Fonte: Autoria própria

Fig. 47 – Potência e Torque Elétrico no Gerador



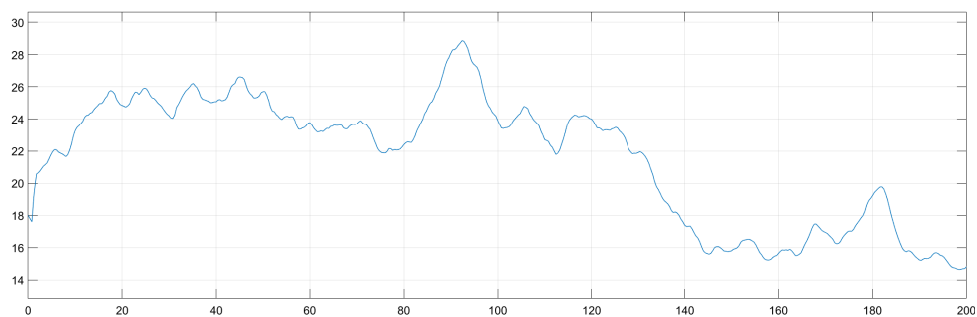
Fonte: Autoria própria

Fig. 48 – Relação de Potência da Turbina



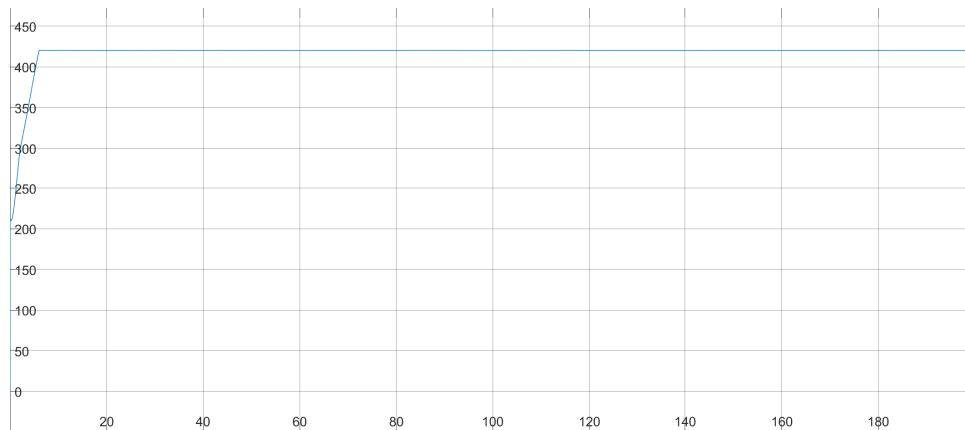
Fonte: Autoria própria

Fig. 49 – Velocidade Rotacional Angular Desenvolvida pelo Gerador



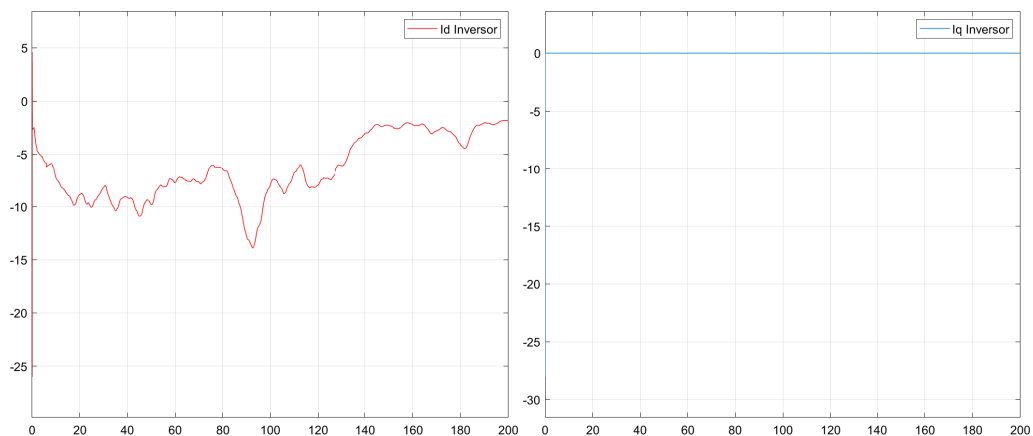
Fonte: Autoria própria

Fig. 50 – Tensão sobre o Capacitor do Barramento CC



Fonte: Autoria própria

Fig. 51 – Forma de Onda das Correntes do Inversor

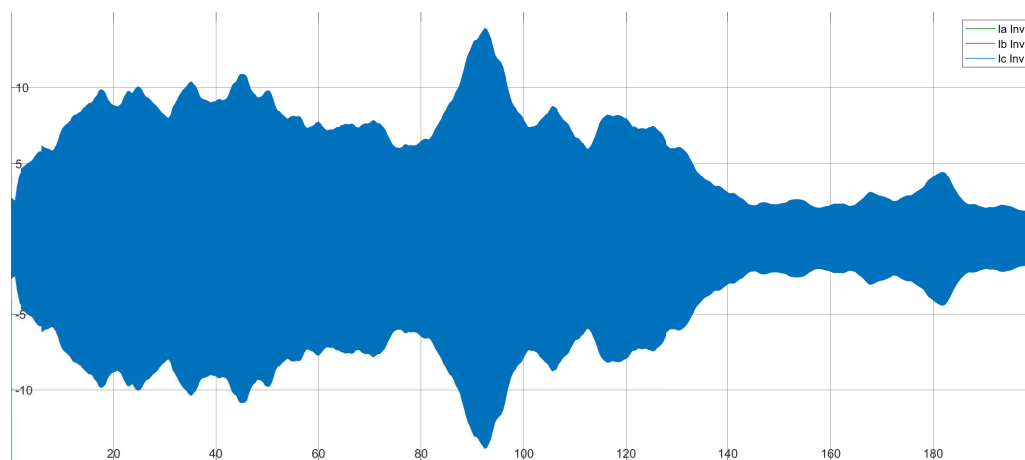


Fonte: Autoria própria

5.3 Trabalhos Futuros

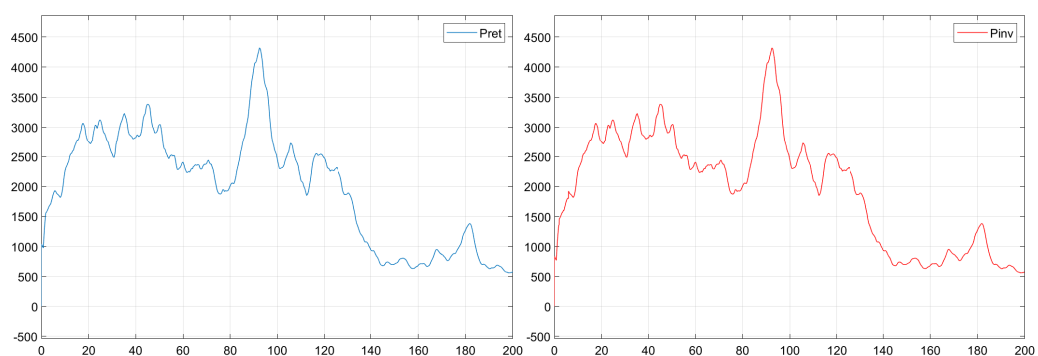
Concluindo-se a implementação do trabalho vê-se um infinidade de possibilidades que podem ser desenvolvidas em sequência. Pode-se buscar formas mais eficientes de controlar essa turbina, como por exemplo utilizando métodos de linearização clássicas ou inclusive técnicas não lineares como o caso da linearização por realimentação (do inglês *Feedback linearization (FBL)*). Além disso, pode-se testar diversas topologias de turbinas, mais robustas, maiores, ou com aerogeradores de indução, comparando sua eficiência e resultado. Além disso pode-se implementar o controle por PWM das chaves do retificador e do inversor, outro ponto não trabalhado.

Fig. 52 – Correntes do Inversor em Coordenadas ABC



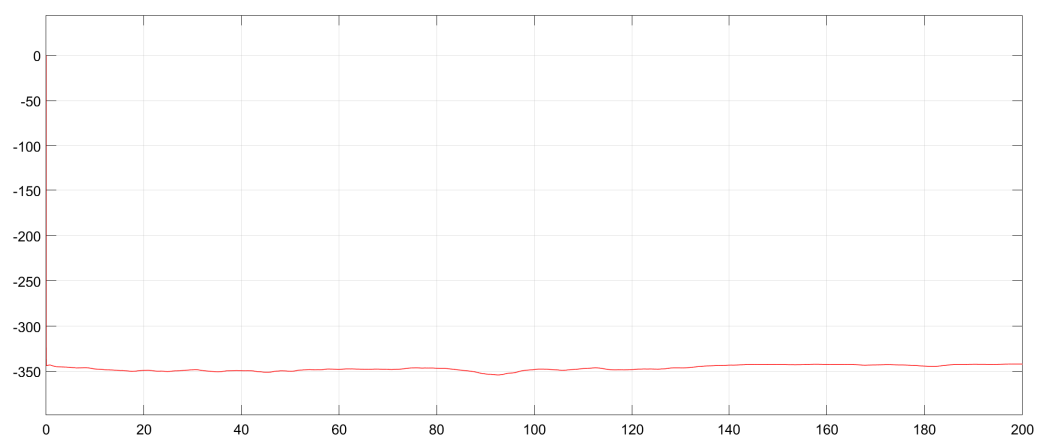
Fonte: Autoria própria

Fig. 53 – Potência do Retificador e do Inversor



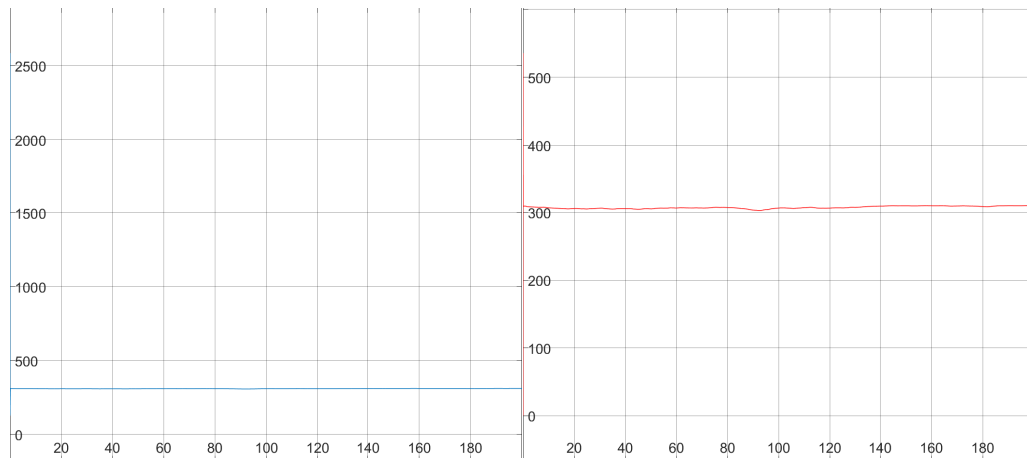
Fonte: Autoria própria

Fig. 54 – Ação de Controle do Controlador PI da Tensão



Fonte: Autoria própria

Fig. 55 – Ação de Controle do Controlador PI de Corrente do Inversor



Fonte: Autoria própria

5.4 Conclusão

Objetivou-se com este trabalho de conclusão explorar a utilização de geradores síncronos de imã permanente e acoplamento direto contribuindo para a propagação dessa topologia no mercado de fontes alternativas de energia. Dentre os pontos abordados, destaca-se a análise completa da turbina com acoplamento direto ao gerador, simulando os efeitos resultantes desse processo na velocidade desenvolvida pelo eixo e nas perdas de inércia e atrito. Estudou-se também o comportamento do gerador síncrono, considerando seu modelo completo, em coordenadas dq, incluindo o acoplamento por parte das correntes da máquina. Abordou-se então, o controle por parte do retificador das correntes e da velocidade do gerador, propondo-se uma topologia através de controladores proporcionais integrais, para produzir referências de tensão, de forma que o retificador opere como uma fonte de corrente controlável, impondo pela alteração de sua tensão, variações no valor das correntes do gerador. Estudou-se também o acoplamento da turbina com a rede elétrica, que impõe sua tensão sobre o inversor. Assim pode-se analisar o impacto que as potências do retificador e do inversor tem sobre o barramento CC da turbina. Utilizou-se assim, controladores PI para dimensionar a tensão sobre esse capacitor e conseqüentemente as correntes do inversor necessárias para que a tensão do capacitor atingisse o valor desejado. Por fim, simulou-se uma velocidade do vento com comportamento mais próximo da realidade, o que demonstrou com detalhes o funcionamento dos mecanismo de rastreamento do valor de conjugado ótimo para operação ótima com máxima potência extraída, bem como dos controladores PI. Além disso, buscou-se um controle da velocidade da turbina, evitando-se assim sobrecargas por parte do gerador, caso o mesmo opere fora dos valores nominais de potência, através do limite das referências de corrente, fixando seu valor, no momento em que o extremo seja ultrapassado. Pode-se com isso desenvolver um entendimento de como a topologia descrita comporta-se em uma situação mais próxima da realidade.

Referências

- 61400-1, I. *International Standard*. [S.l.], 2005. Citado na página 61.
- ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. [S.l.]: Wiley, 2005. Citado na página 33.
- BANG, D. et al. Review of generator systems for direct-drive wind turbines. *European Wind Energy Conference*, 2008. Citado na página 23.
- BATISTA, F. et al. Assessing investment analysis of wind power generation projects in brazil. *Power Systems Computation Conference*, 2016. Citado na página 20.
- BERNARDES, T. A. *Análise E Controle De Gerador Síncrono A Imã Permanente Aplicado A Sistemas De Conversão De Energia Eólica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil, 2009. Citado 9 vezes nas páginas 32, 41, 43, 47, 49, 50, 66, 70 e 71.
- BRIESCH, F. C. C. *Simulação De Um Sistema De Emulação de Aero geradores*. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal do Pampa, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 29, 33 e 47.
- BRUNETTI, F. *Mecânica dos Fluídos*. 2. ed. [S.l.]: Pearson Prentice Hall, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 36.
- CEPEL/CRESESB. *Energia Eólica Princípios e Tecnologias*. [S.l.], 2008. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 22.
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de Máquinas Elétricas*. 5. ed. [S.l.]: Bookman, 2013. Citado na página 47.
- COSTA, J. P. da. *Contribuição Ao Estudo Da Máquina Assíncrona Trifásica Duplamente Alimentada Aplicada A Aero geradores De Velocidade Variável*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 70 e 71.
- DAGHIGH, A.; JAVADI, H.; TORKAMAN, H. Design optimization of direct-coupled ironless axial flux permanent magnet synchronous wind generator with low cost and high annual energy yield. *IEEE Transactions on Magnetism*, 2016. Citado na página 22.
- DAMIANO, A. et al. Design of a 10 mw multi-phase pm synchronous generator for direct-drive wind turbines. *Industrial Electronics Society*, 2013. Citado na página 23.
- DEMIRBAS, A. *Waste Energy for Life Cycle Assessment*. [S.l.]: Springer, 2016. Citado na página 20.
- DIONISIO, F. et al. *Geração De Energia Elétrica A Partir Da Energia Eólica*. [S.l.]: Synergia Editora, 2014. Citado na página 29.
- ÇENGEL, Y. A.; BOLES, M. A. *Termodinâmica*. [S.l.]: AMGH, 2013. Citado na página 26.

- FERRAZ, A. P. C. *Avaliação da operação de Geradores Eólicos em Regima Estacionário Considerando a Conexão Direta à Rede Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil, 2010. Citado na página 26.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, J. C.; UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas Com Introdução À Eletrônica de Potência*. 6. ed. [S.l.]: Bookman, 2006. Citado na página 47.
- FREITAS, T. R. de; MENEGÁZ, P. J.; SIMONETTI, D. S. Rectifier topologies for permanent magnet synchronous generator on wind energy conversion systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 57.
- GAO, Z. et al. An overview on development of wind power generation. *Control and Decision Conference (CCDC)*, 2016. Citado na página 20.
- GARDNER, P. et al. *Wind Energy - The Facts*. [S.l.]: Routledge, 2009. Citado na página 22.
- HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; WALKER, J. *Fundamentos da Física Vol. 1*. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2002. Citado na página 34.
- HAND, B.; CASHMAN, A.; KELLY, G. A low-order model for offshore floating vertical axis wind turbine aerodynamics. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2016. Citado na página 22.
- HEIER, S. *Grid Integration of Wind Energy*. [S.l.]: Wiley, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 43.
- ISEN, E.; BAKAN, A. F. Development of 10kw three-phase grid connected inverter. *Automatika: Journal for Control, Measurement, Electronics, Computing and Communications*, 2016. Citado na página 58.
- KAEHLER, J. W. M. *Sistemas Hidraulicos e Térmicos 6.1 - Sistemas Eólicos*. [S.l.], 2011. Citado na página 33.
- KLINIEAM, K.; OJO, O. Minimum loss control of a variable speed offshore interior permanent magnet windgenerator integrated to a weak grid by a voltage source – high voltage direct current link. *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2016. Citado na página 22.
- LI, W. et al. Control strategy research of doubly-fed induction wind generators based on novel reactive power optimization control. *Renewable Power Generation (RPG 2015)*, 2016. Citado na página 22.
- LIMA, L. F.; JR., S. C. G.; PAULA, A. A. de. Potência extraída de turbinas eólicas baseada na comparação de diferentes tipos de velocidade dos ventos. *IX CEEL*, 2011. Citado na página 26.
- MARTINELLO, D. *Estudo E Desenvolvimento De Um Aplicativo Em Ambiente Simulink/Matlab Para Simulação De Uma Turbina Eólica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, Brasil, 2013. Citado 7 vezes nas páginas 36, 37, 40, 42, 43, 55 e 89.

- MARTINS, M. *Avaliação Da Qualidade De Energia E Performance De Potência De Turbinas Eólicas Conectadas À Rede Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 60, 61 e 63.
- MEZAROBA, D. M. *Processamento Da Energia Eólica*. [S.l.], 2016. Citado na página 31.
- MEZAROBA, M. et al. Retificador trifásico regenerativo com elevado fator de potência e controle em coordenadas "dq0" implementado no dsp tms320f2812. *VII CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE APLICAÇÕES INDUSTRIAIS - INDUSCON*, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 58.
- NISE, N. S. *Engenharia De Sistemas De Controle*. 6. ed. [S.l.]: LTC, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 69 e 70.
- PARDALOS, P. M. et al. *Handbook of Wind Power Systems*. [S.l.]: Springer, 2013. Citado na página 26.
- RASUL, M. G.; AZAD, A. K.; SHARMA, S. *Clean Energy for Sustainable Development Comparisons and Contrasts of New Approaches*. [S.l.]: Academic Press, 2016. Citado na página 26.
- RIBEIRO, F. *Estudo da Aplicação de Transmissão Continuamente Variável (CVT) em Geradores Eólicos de Médio Porte*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do ABC, Brasil, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 24.
- ROCHA, R. V. *Simulação De Aerogerador Em Uma Bancada Experimental*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio De Janeiro, RJ, Brasil, 2008. Citado na página 55.
- SINGH, A.; MIRAFZAL, B. A low-voltage generator-converter topology for direct drive wind turbines. *Power Electronics for Distributed Generation Systems*, 2016. Citado na página 23.
- SRIVASTAVA, A. et al. Utilization of wind energy from railways using vertical axis wind turbine. *Energy Economics and Environment (ICEEE)*, 2015. Citado na página 22.
- TIBOLA, G. *Sistema Eólico De Pequeno Porte Para Geração De Energia Elétrica com Rastreamento De Máxima Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil, 2009. Citado 14 vezes nas páginas 32, 34, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 45, 46, 47 e 55.
- TONG, W. *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. [S.l.]: WIT Press, 2010. Citado 6 vezes nas páginas 21, 22, 23, 24, 25 e 29.
- U.S. Energy Information Administration. *International Energy Statistics*. 2014. Página Web. Disponível em: <<http://www.eia.gov>>. Citado na página 20.
- WANG, J. et al. Design of a superconducting synchronous generator with its field windings for 12 mw offshore direct-drive wind turbines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2015. Citado na página 23.
- World DataBank. *Gross domestic product 2015*. 2015. Página Web. Disponível em: <<http://databank.worldbank.org/data/download/GDP.pdf>>. Citado na página 20.