

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Método de Rastreamento para Obtenção da Máxima
Potência em Aerogeradores de Baixa Potência**

Márcio Henrique Bino da Silva

Márcio Henrique Bino da Silva

**Método de Rastreamento para Obtenção da Máxima
Potência em Aerogeradores de Baixa Potência**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Pedro André Carvalho Rosas, *D.Sc.*

Coorientador: Gustavo Medeiros de Souza Azevedo , *D.Sc*

Recife, Brasil

Agosto de 2016

Catalogação na fonte
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

S586m Silva, Márcio Henrique Bino da.
Método de rastreamento para obtenção da máxima potência em aerogeradores de baixa potência / Márcio Henrique Bino da Silva. - 2016.
92 folhas, il.

Orientador: Pedro André Carvalho Rosas, D.Sc.
Coorientador: Gustavo Medeiros de Souza Azevedo, D.Sc.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas eólicos. 3. Rastreamento do máximo ponto de potência (MPPT). 4. Controle de velocidade. I. Rosas, Pedro André Carvalho (Orientador). II. Azevedo, Gustavo Medeiros de Souza (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2017-121



Universidade Federal de Pernambuco

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO ACADÊMICO DE

MÁRCIO HENRIQUE BINO DA SILVA

TÍTULO

**"MÉTODO DE RASTREAMENTO PARA OBTENÇÃO DA MÁXIMA
POTÊNCIA EM AEROGERADORES DE BAIXA POTÊNCIA"**

A comissão examinadora composta pelos professores: PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS, DEE/UFPE; GUSTAVO MEDEIROS DE SOUZA AZEVEDO, DEE/UFPE; ZANONI DUEIRE LINS, DEE/UFPE e ROBERTO FELICIANO DIAS FILHO, DEE/UFPE, sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **MÁRCIO HENRIQUE BINO DA SILVA**
APROVADO.

Recife, 29 de agosto de 2016.

MARCELO CABRAL CAVALCANTI
Coordenador do PPGEE

PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS
Orientador e Membro Titular Externo

ROBERTO FELICIANO DIAS FILHO
Membro Titular Externo

GUSTAVO MEDEIROS DE SOUZA AZEVEDO
Coorientador e Membro Titular Interno

ZANONI DUEIRE LINS
Membro Titular Interno

Dedico a minha família.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me dar a vida e por permitir que tudo isso fosse possível e nunca deixou que minha fé e determinação acabassem. Agradeço aos meus pais Márcia e Marcelo, pelo amor, atenção, compreensão e educação concebida, agradeço a minha irmã Marcela pelo apoio moral nos momentos finais do meu mestrado e pela seu amor de irmã. Aos professores da Universidade Federal de Pernambuco, pelos conhecimentos e experiências repassados, e em especial aos Professores Pedro Rosas e Gustavo Medeiros, por confiarem no meu trabalho e pelo apoio na orientação para a realização deste trabalho, sempre estando dispostos a me ajudar quando apareciam as dúvidas.

Agradeço aos colegas de turma Guilherme Delgado, Rodrigo Nunes, Leticia Pessoa, José Moraes, Márcio Silva, Jonathan e Aig pela amizade e proveitosa convivência durante o mestrado.

À CAPES pelo incentivo financeiro, que sem o qual não seria possível a realização desta pesquisa.

À PETROBRAS pelo apoio financeiro no âmbito do projeto “Aprimoramento de Aerogerador de 2 MW para Adequação às Condições Eólicas Brasileiras”, projeto realizado ao amparo do Programa de P&D Tecnológico do Setor de Energia Elétrica da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, PD-0553-0020/2012).

Resumo

Neste trabalho é modelado, em *MATLAB/Simulink*, um aerogerador de pequeno porte que emprega uma máquina síncrona de imã permanente conectado à rede elétrica por meio de um conversor trifásico *back-to-back*. O objetivo deste trabalho é, com esse modelo, fazer uma comparação entre os métodos utilizados para a busca da máxima extração de potência em uma turbina eólica que emprega a topologia de uma máquina síncrona a imã permanente. É apresentado de forma estruturada os componentes do sistema de produção de energia eólica e é feita uma análise crítica em relação as diferentes soluções para o problema apresentado. O problema assenta na garantia de máxima extração de potência de uma turbina eólica de velocidade variável a cada instante. A solução está na construção de um sistema composto de diferentes blocos responsáveis pelo controle da máquina. Esses são estudados individualmente em termos de desempenho e confiabilidade. É feita a modelagem da máquina síncrona trifásica a imã permanente onde são apresentados os métodos de controle do conversor trifásico e diferentes algoritmos para a maximização da extração de potência do aerogerador. Em cada subsistema é feita uma escolha da solução que melhor satisfaz as necessidades do projeto do aerogerador, devidamente justificada. Uma vez concebido o modelo, são feitas várias simulações para avaliar e comparar os métodos de maximização da potência gerada.

Palavras-chave: Sistemas Eólicos, Rastreamento do Máximo Ponto de Potência (MPPT), Controle de Velocidade.

Abstract

In this work is modeled a small wind turbine in *MATLAB / Simulink*, which employs a permanent magnet synchronous machine connected to the grid through a back-to-back three-phase converter. The aim of this work is to compare, using the model, the methods used to get the maximum power extraction from a wind turbine that used the permanent magnet synchronous machine topology. It is presented the components of the wind energy system and it is made a critical analysis respecting to the different solutions to the related issue. The problem adjusts on ensuring maximum power extraction of a variable speed wind turbine at every moment. The solution is design a system composed by different blocks that are responsible for the machine control. These blocks are studied individually in terms of performance and reliability. It is made the model of the permanent magnet synchronous machine, where it is presented the control methods of the three-phase converter and the different algorithms to maximizing the wind turbine power extraction. In each subsystem is carried out a choice of the solution that best meets the wind turbine project needs, with justification. Once the model is done, some simulations are performed to evaluate and compare the methods to maximizing the generated power.

Keywords: *Wind Systems, Maximum Power Point Tracking (MPPT), Speed Control.*

Listas de ilustrações

Figura 1 – Evolução do diâmetro e da potência das turbinas eólicas nas ultimas três décadas.	22
Figura 2 – Rotor Savonious.	24
Figura 3 – Rotor Darrieus.	25
Figura 4 – Tipos de aerogeradores: (a) de uma pá, (b) de duas páis.	26
Figura 5 – Turbina moderna de 3 pás.	27
Figura 6 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.	28
Figura 7 – Vista do interior da nacelle de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional.	29
Figura 8 – Curva de potência de um aerogerador com controle de passo.	30
Figura 9 – Curva de potência típica de um aerogerador com controle tipo <i>estol</i>	31
Figura 10 – Tecnologia de aerogerador de indução com rotor em gaiola.	32
Figura 11 – Tecnologia de aerogerador de indução com enrolamento de campo para ligação de resistência externa.	33
Figura 12 – Aerogerador de indução duplamente alimentado.	34
Figura 13 – Rotores de máquinas síncronas com ímã permanente: a) imãs na superfície; b) imãs parcialmente fixados; c) imãs embutidos com fluxo radial; d) imãs embutidos com fluxo na direção da circunferência.	36
Figura 14 – Variação da velocidade do vento através do rotor da Turbina.	38
Figura 15 – Variação de C_p com o Fator de interferência axial.	39
Figura 16 – Curva $C_p(\lambda, \beta)$	40
Figura 17 – Arranjo físico da Máquina Síncrona Trifásica.	41
Figura 18 – Turbina eólica a velocidade variável com conversor de potência completo.	53
Figura 19 – Características do sistema de geração eólica e as demandas impostas aos conversores de potência.	54
Figura 20 – Características dos conversores de potência.	55
Figura 21 – Topologia da turbina eólica com conversor pleno e MSIP.	55
Figura 22 – Conversor Trifásico Convencional - Tipo fonte de Tensão.	56
Figura 23 – Conversor Trifásico Lado Gerador (CLG).	57
Figura 24 – Conversor Trifásico Lado da Rede (CLR).	58
Figura 25 – Estrutura geral do CLG.	59
Figura 26 – Diagrama de blocos MSIP.	60
Figura 27 – Diagrama de blocos do controle de corrente CLG.	60
Figura 28 – Diagrama de blocos do controle de velocidade CLG.	61
Figura 29 – Curva de Potência em Função da Velocidade.	62
Figura 30 – Classificação dos métodos de MPPT.	63

Figura 31 – Diagrama de Blocos do Controle de Velocidade.	63
Figura 32 – Curva Velocidade do vento x Velocidade de rotação ótima.	64
Figura 33 – Diagrama de blocos simplificado do método Tabela de Busca.	64
Figura 34 – Convergência do método (P&O).	65
Figura 35 – Algoritmo de funcionamento do método (P&O).	66
Figura 36 – Algoritmo de funcionamento do $P\&O_{din}$	67
Figura 37 – Modelo do CLR com Filtro LC na saída.	68
Figura 38 – Diagrama de blocos CLR.	69
Figura 39 – Estrutura geral do CLR.	70
Figura 40 – Diagrama de blocos do controle de corrente CLR.	71
Figura 41 – Sistema simplificado do controle de Corrente CLR.	71
Figura 42 – Resposta da função transferencia, equação 83	72
Figura 43 – Diagrama de blocos do controle da tensão do barramento CC	73
Figura 44 – Sistema simplificado do controle da tensão do barramento CC	73
Figura 45 – Diagrama de blocos do controle PLL	74
Figura 46 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.	77
Figura 47 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .	78
Figura 48 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.	79
Figura 49 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto referência ; c) corrente do eixo em quadratura	80
Figura 50 – Aplicação do método pertuba e observa com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.	81
Figura 51 – Aplicação do método pertuba e observa com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto referência ; c) corrente do eixo em quadratura	82
Figura 52 – Aplicação do método pertuba e observa com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.	83
Figura 53 – Aplicação do método pertuba e observa com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .	84

Figura 54 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e degrau no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.	85
Figura 55 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura.	86
Figura 56 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e rampa no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.	87
Figura 57 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b)corrente do eixo direto ; c)corrente do eixo em quadratura	87

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros da MSIP	52
Tabela 2 – Características dos MPPTs implementados	85
Tabela 3 – Características dos MPPTs com Degrau e Rampa no vento	86

Lista de abreviaturas e siglas

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Continua
CLG	Conversor Lado do Gerador
CLR	Conversor Lado da Rede
DFIG	<i>Double Feed Induction Generator</i> (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)
IGBT	<i>Insulate Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor Bipolar de Ponta Isolada)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento de Máximo Ponto de Potência)
MST	Máquina Sincrona Trifásica
MSIP	Máquina Sincrona a Imã Permanente
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional - Integral
PLL	<i>Phase Looked Loop</i> (Malha Presa em Fase)
<i>P&O</i>	Perturba e Observa
<i>P&O_{din}</i>	Perturba e Observa Dinâmico
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
rpm	Rotações por Minuto
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i> (Relação de Velocidade)
WECS	Wind Energy Conversion System (Sistema de Conversão de Energia Eólica)
WTG	Wind Turbine Generator (Gerador a Turbina Eólica)

Lista de símbolos

β	Ângulo de Pitch
λ	Relação de Velocidades (<i>Tip Speed Ratio</i>)
λ_{ii}	Relação de Velocidades (<i>Tip Speed Ratio</i>)
λ_i	Fluxo magnético concatenado nos enrolamentos do estator, onde i pode ser a,b ou c
λ_j	Fluxo magnético concatenado nos enrolamentos do rotor, onde j pode ser f,d ou q
λ_{im}	Fluxo magnético do imã
ω	Velocidade mecânica angular
ω_r	Velocidade elétrica angular
ρ	Densidade do ar
θ	Ângulo da posição do rotor
a	coeficiente de interferência axial
A	Área de varreduta
$C_p(\lambda, \beta)$	Coeficiente de Potência
E	Energia cinética
f_{ch}	Frequência de chaveamento do PWM
i_{dc}	Sensor de corrente do barramento CC
i_i	Corrente Elétrica nos enrolamentos do estator, onde i pode ser a, b, c, d ou q
i_j	Corrente Elétrica nos enrolamentos do rotor, onde j pode ser f,d ou q
k_p^i	Ganho proporcional do controle de corrente elétrica
k_i^i	Ganho integral do controle de corrente elétrica
$k_{conversor}$	Ganho integral do controle da tensão elétrica
L_d	Indutância de eixo direto

L_{g0}	Componente constante da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator
L_{g2}	Amplitude da componente de 2º harmônico da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator
L_{ii}	Indutância própria de cada fase do estator, onde o índice ii pode ser a, b ou c
L_{ij}	Indutância mútua entre determinada fase do estator, onde o índice ij pode ser a, b ou c e $L_{ij} = L_{ji}$
L_{in}	Indutância mútua entre duas fases do estator, onde o índice in pode ser a, b ou c para $i \neq n$ e $L_{in} = L_{ni}$
L_{jj}	Indutância própria dos enrolamentos do rotor, onde o índice jj pode ser f, d ou q
L_{jn}	Indutância mútua entre os enrolamentos do rotor, onde o índice jn pode ser f, d ou q para $i \neq j$ e $L_{jn} = L_{nj}$
L_{lin}	Indutância mútua de dispersão entre duas fases do estator, onde o índice in pode ser a, b ou c para $i \neq n$ e $L_{lin} = L_{lni}$
L_{lj}	Indutância de dispersão dos enrolamentos do rotor, onde o índice j pode ser f, d ou q
L_{ls}	Indutância de dispersão dos enrolamentos do estator
L_{md}	Indutância mútua de eixo direto
L_{mq}	Indutância mútua de eixo em quadratura
L_q	Indutância de eixo em quadratura
N_e	Numeros de espiras do enrolamento do estator
N_r	Numeros de espiras do enrolamento do rotor
P_{ele}	Potência Eletromagnética
P_f	Potência Ativa instantânea
P_{mec}	Potência mecânica convertida pela turbina eólica
r_s	Resistência dos enrolamentos do estator
r_j	Resistência dos enrolamentos do rotor, onde o índice j pode ser f, d ou q
T_{ele}	Conjugado eletromagnético

$T_{Turbina}$	Conjugado mecânico
v	Velocidade do vento
v_v	Sensor de velocidade do vento
v_{0i}	Tensão nos enrolamentos da rede elétrica, onde o índice i pode ser a,b ou c
V_{dc}	Tensão no barramento CC
v_i	Tensão nos enrolamentos do estator, onde o índice i pode ser a,b ou c
v_j	Tensão nos enrolamentos do rotor, onde o índice j pode ser f, d ou q
P	Número de Pólos da máquina síncrona
P_i	Potência saída da turbina

Sumário

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Objetivos	20
1.2	Organização Textual	20
2	ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DE AEROGERADORES SÍNCRONOS COM CONVERSORES PLENOS	22
2.1	Componentes de um Sistema Eólico	22
2.1.1	Elementos de um Sistema Eólico	23
2.1.1.1	Torre	24
2.1.1.2	Rotor	24
2.1.2	Componentes de um aerogerador de eixo horizontal	26
2.1.3	Mecanismo de Controle	28
2.1.3.1	Controle de Passo/Pitch - Potência Ativa	29
2.1.3.2	Controle Estol/Stall	30
2.2	Tecnologias de Geradores	31
2.2.1	Gerador de Indução em Gaiola	31
2.2.2	Gerador de Indução com Rotor Bobinado e Resistência Externa	32
2.2.3	Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	33
2.2.4	Geradores Síncronos	34
3	MODELAGEM DO SISTEMA EÓLICO	37
3.1	Representação da Turbina Eólica	37
3.2	Representação da MST em referencial de fase	41
3.3	Representação da MST em referencial $dq0$	46
3.4	Máquina Síncrona de Imã Permanentes (MSIP)	50
3.5	Conversores de Potência para conexão de Turbinas Eólicas a Rede Elétrica	52
3.5.1	Topologias dos Conversores para Turbinas Eólicas com Geradores Síncronos	53
3.5.2	Conversores Trifásicos	55
3.5.2.1	Técnica de Modulação por Largura de Pulso	56
3.5.3	Conversor do Lado do Gerador	57
3.5.4	Conversor do Lado da Rede	58
3.6	Controle Lado do Gerador	58
3.6.1	Controle de Corrente	59
3.6.2	Controle de Velocidade	61

3.7	Métodos MPPT	61
3.7.1	Tabela de Busca	62
3.7.2	Perturba e Observa	64
3.7.3	Perturba e Observa com passo Dinâmico	66
3.8	Controle Lado da Rede	67
3.8.1	Controle de Corrente	71
3.8.2	Controle da Tensão do Barramento CC	72
3.8.3	Controle da Potência Reativa	73
3.8.4	Phase Locked Loop - PLL	74
4	COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS MPPT	75
4.1	Tabela de Busca	76
4.1.1	Degrau na velocidade do vento	76
4.1.2	Rampa na velocidade do vento	76
4.2	Perturba e Observa	78
4.2.1	Degrau na velocidade do vento	78
4.2.2	Rampa na velocidade do vento	79
4.3	Perturba e Observa com passo dinâmico	81
4.3.1	Degrau na velocidade do vento	81
4.3.2	Rampa na velocidade do vento	82
4.4	Comparação entre os métodos implementados	84
5	CONCLUSÃO	88
	REFERÊNCIAS	91

1 Introdução

A política de preservação dos recursos energéticos não renováveis e a busca por fontes renováveis de energia que atraiam benefícios ao crescimento tecnológico e preservação do meio ambiente são os principais motivadores para o estudo e desenvolvimento das pesquisas nesse setor. Dentre as inúmeras fontes de energia, renováveis, já estudadas e aplicadas ao longo da história, poucas tiveram sucesso no que diz respeito ao volume energético que são capazes de suprir, como por exemplo, as usinas hidrelétricas. Porém, isso se deve ao fato de os conhecimentos e a tecnologia de épocas remotas não permitirem a consolidação de outras fontes como a energia solar e eólica. Aliado a esse fato, o uso do petróleo, carvão e minérios nucleares como fonte energética geraram um comodismo quanto ao desenvolvimento dessas fontes renováveis (EPE, 2016).

Nos últimos anos, devido aos avanços obtidos nas pesquisas, instrumentação e tecnologia, obteve-se êxito nos estudos de geração de energia e nos volumes expressivos de energia elétrica provenientes dessas fontes renováveis. Aliados aos grandes geradores de energia existente, há as pequenas usinas e sistemas de pequeno porte, isolados ou não, que possuem um grande potencial na contribuição da matriz energética, já que um número grande de pequenos geradores pode equivaler a uma usina de grande porte. A energia eólica, mais especificamente, tem se mostrado uma das fontes de energia renováveis mais atraentes e contribuintes na matriz energética em muitos países, já possuindo uma grande maturidade, principalmente na geração de grande porte, sendo economicamente viável.

Para avaliar a atratividade da geração de energia eólica, podem-se analisar os fatores ambientais, econômicos e modularidade (ABREU, 2006). Em relação aos fatores ambientais, a energia eólica é limpa e abundante, com um reduzido impacto ambiental, tais como ruídos, interferência, choques com aves e impacto visual. Quanto aos fatores econômicos, sua rentabilidade está associada aos avanços tecnológicos e a incentivos financeiros. Com medidas favoráveis, o custo da geração da eletricidade pelo vento caiu em 90% nos últimos 25 anos (VITERBO, J. C., 2008). Outro fator econômico relevante é que a geração de energia eólica não está sujeita as rápidas variações de preço dos combustíveis fósseis utilizados na usina termelétrica. Por fim, outro motivo é a modularidade, que possibilita a instalação de novos geradores de turbina eólica, em um período de tempo curto, num parque eólico a medida que a demanda se expande, reduzindo o investimento. Por esses fatores, a geração de energia elétrica a partir de energia eólica é de grande interesse e tem recebido grandes investimentos.

Com a atratividade, os sistemas eólicos de pequeno porte também se desenvolveram muito e hoje são capazes de gerar energia elétrica a custos muito menores, sobretudo após os desenvolvimentos aerodinâmicos e a evolução das máquinas elétricas de baixa potência. A

presente pesquisa está direcionada a esses sistemas, tendo como alvo principal o conhecimento e análise das tecnologias envolvidas e a investigação de métodos que permitam uma geração de energia com qualidade, onde apresenta uma redução do tempo de retorno dos investimentos envolvidos. Esta tarefa terá como principal contribuição o estudo de análise e aplicação de topologias de conversores a tais sistemas, bem como metodologias de projeto e controle dos blocos que o compõe com a aplicação de métodos que busquem maximizar a produção de energia elétrica.

1.1 Objetivos

Estudos envolvendo sistemas eólicos, que podem ser teóricos ou práticos, onde no caso dos teóricos há a necessidade do desenvolvimento de um modelo matemático preciso dos sistemas para que se tornem confiáveis.

A principal motivação desse trabalho reside na contribuição do desenvolvimento de turbinas eólicas com custo menor. No caso particular dessa dissertação, o foco é o desenvolvimento de um sistema de controle de maximização da potência convertida do vento através do ajuste da curva C_p , onde busca otimizar a produção de energia elétrica considerando pequenas alterações no controle. Essa é a motivação para o desenvolvimento desta Dissertação de Mestrado, cujos objetivos são listados a seguir:

1. Revisão bibliográfica sobre o estado da arte da modelagem dos sistemas eólicos;
2. Revisão bibliográfica sobre os métodos de maximização de potência;
3. Obtenção dos resultados quando aplicado os métodos de restreamento do ponto de máxima potência.
4. Comparação dos métodos de maximização de potência quando aplicado aos aerogeradores de baixa potência para a verificação da eficiência de cada um.

1.2 Organização Textual

- **Capítulo 2** - Apresenta uma revisão bibliográfica referente aos sistemas eólicos, apresentando os diversos tipos de tecnologias existentes no setor e a descrição das diversas configurações de operação dos sistemas;
- **Capítulo 3** - Descreve a modelagem matemática de turbinas eólicas de acordo com sua operação perante as variações de vento, velocidade e ângulo de pitch. É descrito, também, o modelo matemático equivalentes em referencial de fase e em referencial $dq0$ (vetorial), de uma máquina síncrona trifásica com excitação de campo e enrolamentos

amortecedores. Algumas adaptações e considerações são realizadas no modelo vetorial da máquina para obtenção do modelo da máquina síncrona trifásica a ímã permanente. É descrito neste capítulo, o princípio de funcionamento de um conversor trifásico na configuração *back-to-back* com suas respectivas estratégias de controle, lado gerador e lado da rede, para operação de um aerogerador com velocidade variável. Por fim, nesse capítulo são apresentados os métodos MPPTs que utilizados no sistema de controle do Conversor do Lado do Gerador, bem como será apresentado seus respectivos algoritmos para implantação nas simulações;

- **Capítulo 4** - É apresentado um estudo comparativo do funcionamento do Sistema Eólico com a aplicação dos métodos MPPTs citados no Capítulo 3;
- **Capítulo 5** - Apresenta a conclusão da dissertação de acordo com os resultados obtidos nas simulações.

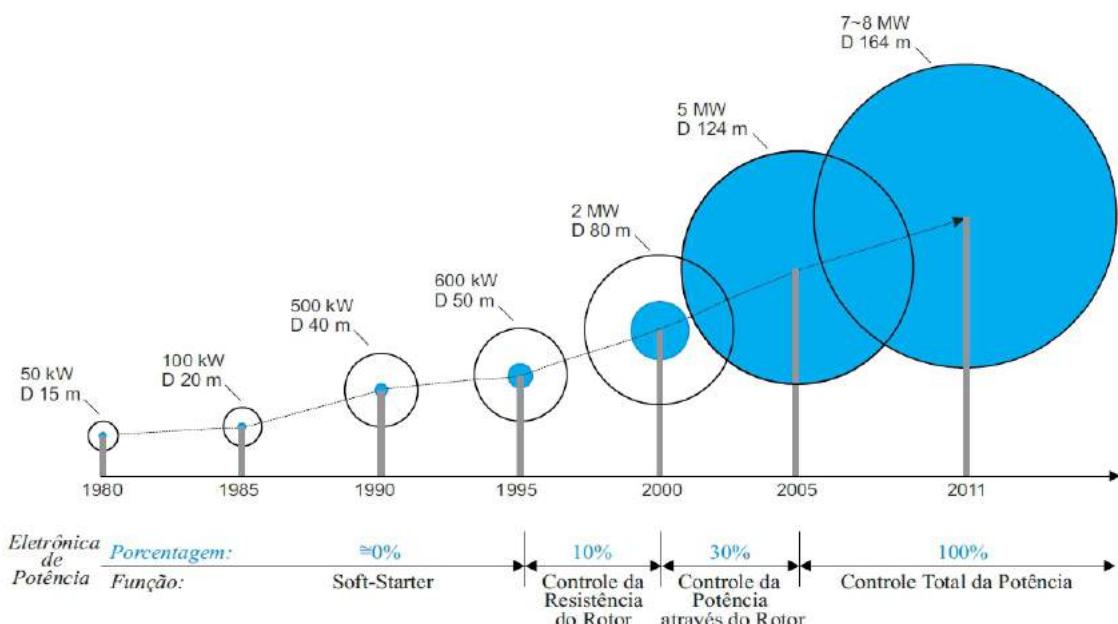
2 Estado da Arte da Tecnologia de Aerogeradores Síncronos com Conversores Plenos

Neste Capítulo são descritos os elementos que constituem um sistema de geração eólica com gerador síncrono e conversores de potência plena. Devido a grande variedade de geradores existentes, também é apresentado as tecnologias dos geradores, visando apresentar as características de cada um.

2.1 Componentes de um Sistema Eólico

As turbinas eólicas fazem a transformação da energia cinética disponível no vento em energia mecânica. A evolução das turbinas eólicas nas últimas três décadas tem chamado a atenção principalmente devido ao aumento do tamanho das pás, o que está diretamente ligado a energia produzida, na Figura 1 é mostrada esta evolução e também destacada a maior turbina eólica em operação (STIEBLER, 2011).

Figura 1 – Evolução do diâmetro e da potência das turbinas eólicas nas ultimas três décadas.



Fonte:(ERNANO, A.J., 2014)

A energia que pode ser extraída do vento depende das características construtivas da turbina eólica, onde a melhor conversão teórica de energia que pode ser obtida quando a velocidade do vento que passa pela turbina for igual a $\frac{1}{3}$ da velocidade do vento que chega na

turbina. Assim o valor de um indicativo da eficiência máxima de conversão, conhecido como limite de Betz, pode ser igual a 59,3% (ACKERMANN, 2005). As melhores turbinas comerciais disponíveis, em geral na potência de MW, podem chegar a um valor de C_p , limite de Betz, em torno de 50%.

Apesar do coeficiente de Betz proporcionar o limite superior das possibilidades de um aerogerador, ele não é muito refinado, já que não leva em conta uma série de fatores, tais como (PATEL, 1999):

- As resistências aerodinâmicas das pás;
- A perda de energia pelo atrito na rotação;
- A compressibilidade do fluido;
- O efeito de sombra da Torre.

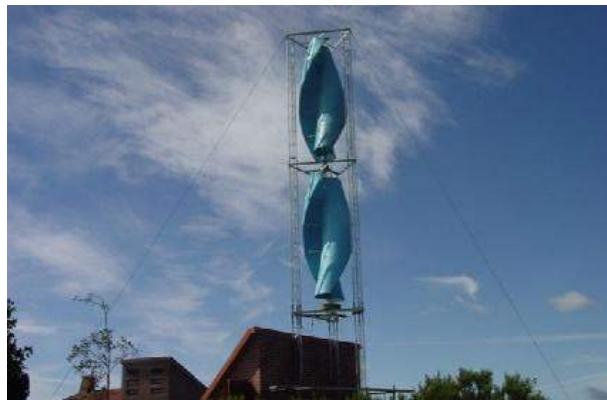
Algumas turbinas eólicas possuem limitação na velocidade máxima (*cut out*) de vento que elas podem permanecer em operação. Acima dessa velocidade máxima, os esforços mecânicos podem provocar danos à estrutura da turbina, logo se a velocidade do vento na turbina for inferior a velocidade de vento máxima, serão necessárias soluções aerodinâmicas e sistemas de controle para a operação com velocidades de vento acima do nominal.

As soluções visam garantir a operação da turbina diante de velocidades de vento acima da nominal, aerodinâmicas (controle passivo *Stall*), e operação com sistemas de controle (variação do ângulo de passo *pitch*). O controle ativo utilizado em turbinas eólicas de pás fixas (que não rotacionam em torno de seu próprio eixo) provoca naturalmente uma diminuição da força de sustentação na pá da turbina para ventos acima do nominal, resultando na diminuição da capacidade de extrair energia do vento. Existe também o controle do ângulo de passo, β , que é realizado por motores instalados na base da pá dentro do cubo, permitindo que as pás rotacionem em torno de seu próprio eixo. O aumento do ângulo de passo das pás resulta em uma redução no ângulo de ataque do vento, o que reduz a sustentação e consequentemente a potência convertida, (ANDERSON, 1983; KIM, 2012; QIAO, 2012).

2.1.1 Elementos de um Sistema Eólico

Os sistemas eólicos podem ser divididos em dois grandes grupos, sendo o primeiro sistemas de grande potência e o segundo, os de baixa potência. O que difere um do outro, além da capacidade de geração, é o fato de que os mesmos são compostos por diferentes componentes, apesar de que, de modo geral, ambos são formados pelos mesmos blocos, onde os vários componentes devem trabalhar em harmonia de forma a propiciar um maior rendimento final. Os aerogeradores, também conhecidos na literatura como *WTG* (*Wind Turbine Generator*), são as máquinas que convertem a energia do vento em energia elétrica. Existem *WTGs* que

Figura 2 – Rotor Savonius.



Fonte: (NREL,2006)

combinam uma variedade de conceitos inovadores provados tecnologicamente, tanto para os geradores elétricos quanto para os dispositivos de eletrônica de potência envolvidos. A seguir são apresentados as características gerais dos componentes existentes em aerogeradores.

2.1.1.1 Torre

As torres são necessárias para sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento. É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo do sistema. As torres são do tipo treliçada, tubulares cônicas e estaiadas. Inicialmente, as turbinas utilizavam torres metálicas treliçadas com o uso de geradores com potências cada vez maiores, (MENDES, 2010). Atualmente a maioria das torres nos aerogeradores modernos são tubulares tronco-cônicas de aço com peso de 40 toneladas para as torres de 40m e 80 toneladas para as de 60m (DELLEZZOPOLLES, JR. AND FLEREMOSCH, C., 2011).

2.1.1.2 Rotor

Os rotores de turbinas eólicas são um dos mecanismos mais importantes do sistema e são os responsáveis por capturarem a energia cinética dos ventos e entrega-la ao eixo do gerador elétrico. Duas formas construtivas básicas são conhecidas no design de uma turbina eólica: as turbinas de eixo horizontal e as de eixo vertical, cada uma com suas características específicas.

Em geral, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto e os esforços devido as forças de Coriolis. Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*). Os principais tipos de rotores de eixo vertical são Savonius, Figura 2 e Darrieus, Figura 3.

Os rotores de eixo horizontal atualmente considerados os mais eficientes, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. São movidos por forças aerodinâmicas

Figura 3 – Rotor Darrieus.



Fonte: (NREL,2006)

chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto), ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo).

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento. Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Tais rotores podem ser constituídos de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás. Construtivamente, as pás podem ter as mais variadas formas e empregam os mais variados materiais. Em geral, utilizam-se pás rígidas de fibra de vidro reforçada.

Quanto a posição do rotor em relação a torre, ele pode estar a jusante do vento (*down wind*) ou a montante do vento (*up wind*). No primeiro caso, a sombra da torre provoca vibrações nas pás e no segundo caso, a sombra das pás provoca esforços vibratórios na torre. Sistemas a montante do vento necessitam de mecanismos de orientação do rotor com o fluxo de vento,

enquanto nos sistemas a jusante do vento, a orientação realiza-se automaticamente.

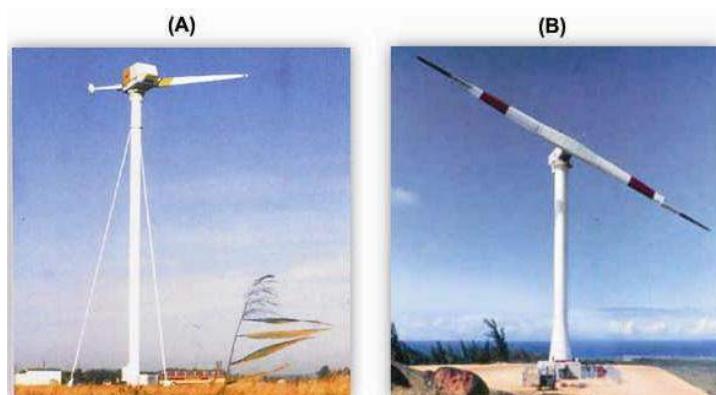
Os rotores mais utilizados para geração de energia elétrica são os de eixo horizontal, normalmente compostos de 3 pás ou em alguns casos 1 ou 2 pás, apresentando velocidades médias muito altas, com possibilidade de geração de maior ruído acústico, (ACKERMANN, 2005).

Quanto as características, os rotores com única pá, Figura 4a, requerem um contrapeso para eliminar a vibração, e isso é o que limita o seu uso, já os de duas pás, Figura 4b, não são muito usados apesar de simples, resistentes e mais baratos do que os de três pás, por apresentar problemas relativo aos esforços mecânicos. Porém, os de três pás, Figura 5, distribuem melhor os esforços mecânicos quando a máquina gira durante mudanças de direção do vento e com isso, as turbinas de 3 pás são consideradas as mais modernas, consolidadas, sendo usadas no mundo todo, tanto em parques eólicos quanto em sistemas isolados, de baixa ou de alta potência. Devido as vantagens e características, as turbinas com três pás, será utilizada para desenvolvimento do modelo da turbinas eólica que estará acoplada ao gerador elétrico.

2.1.2 Componentes de um aerogerador de eixo horizontal

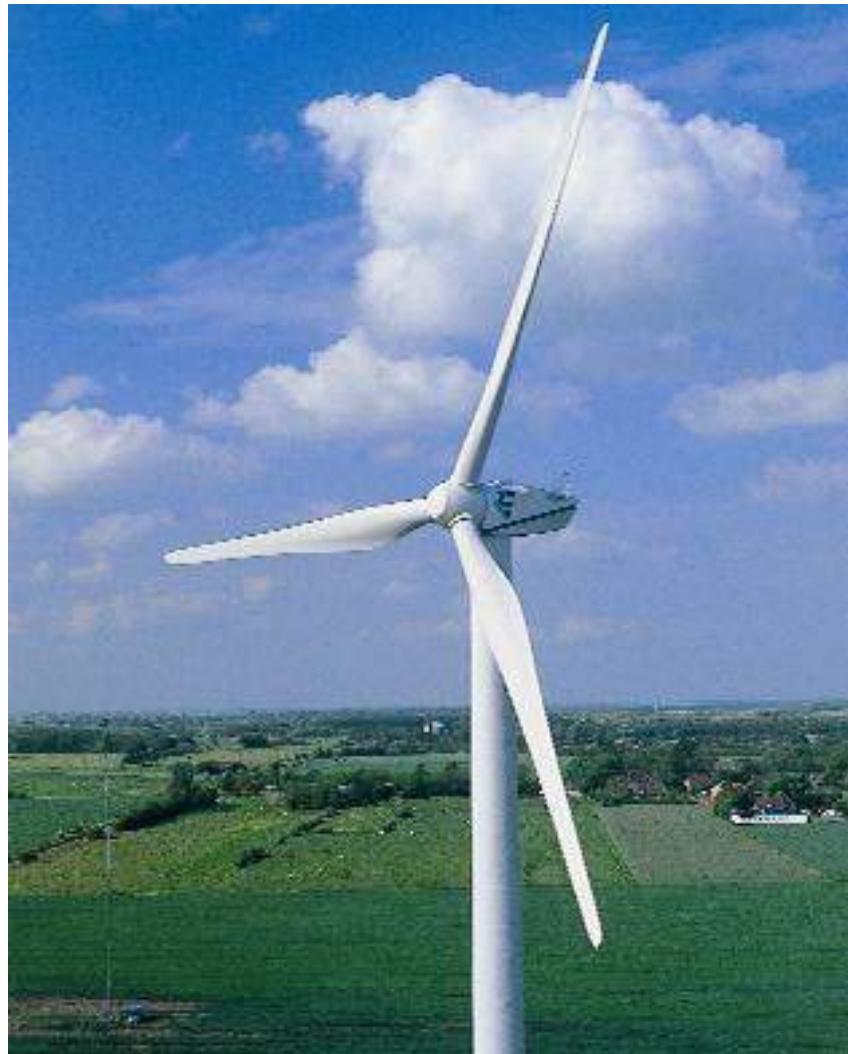
As principais configurações, com componentes, de um aerogerador de eixo horizontal podem ser vistas na Figura 6. Esses aerogeradores são diferenciadas pelo tamanho e formato da nacelle, pela presença ou não de uma caixa multiplicadora e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos) (ACKERMANN, 2005; SPERA, 2009). A Nacelle é a estrutura com carenagem montada sobre a torre, onde se situam o gerador, a caixa de engrenagens (quando utilizada) que tem a função de variar a velocidade do rotor, parte do sistema de controle, medição do vento e motores para rotação do sistema para o melhor posicionamento em relação ao vento. A Figura 7 apresenta os principais componentes instalados na nacelle.

Figura 4 – Tipos de aerogeradores: (a) de uma pá, (b) de duas pás.



Fonte: (NREL,2005)

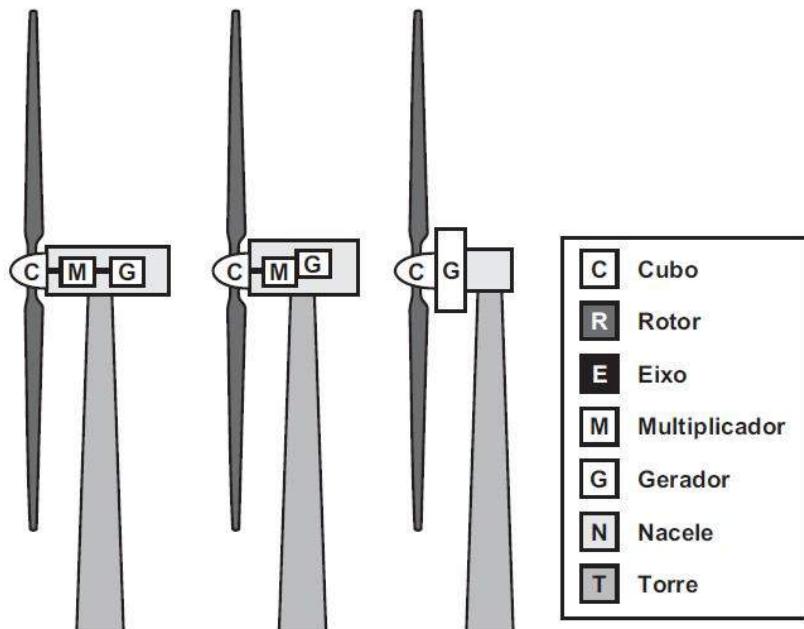
Figura 5 – Turbina moderna de 3 pás.



Fonte: (REPOWER,2006)

1. Controle pitch
2. Fixação das pás no cubo
3. Eixo principal
4. Resfriador
5. Caixa multiplicadora
6. Sistema de freios
7. Plataforma de serviços
8. Controladores e Top-Box
9. Sensores de direção e velocidade do vento

Figura 6 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.



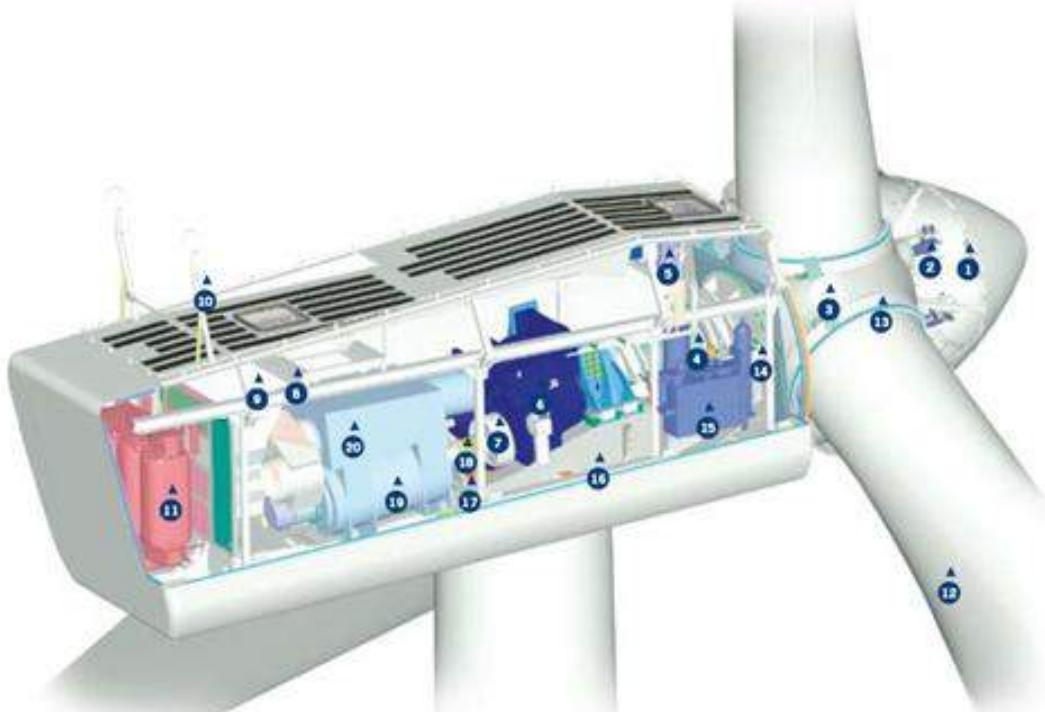
Fonte: (DEWI, 2004)

10. Transformador de média tensão/baixa tensão
11. Pás
12. Rolamento das pás
13. Sistema de freio do rotor
14. Sistema hidráulico
15. Plataforma da nacelle/chassis
16. Motores de posicionamento da nacelle (*yaw*)
17. Acoplamento Elástico
18. Gerador
19. Refrigeramento do Óleo

2.1.3 Mecanismo de Controle

Os mecanismos de controle são destinados para a orientação do rotor, para controlar a velocidade e controlar a potência do conversor. As variedades de controles, possibilitam a

Figura 7 – Vista do interior da nacelle de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional.



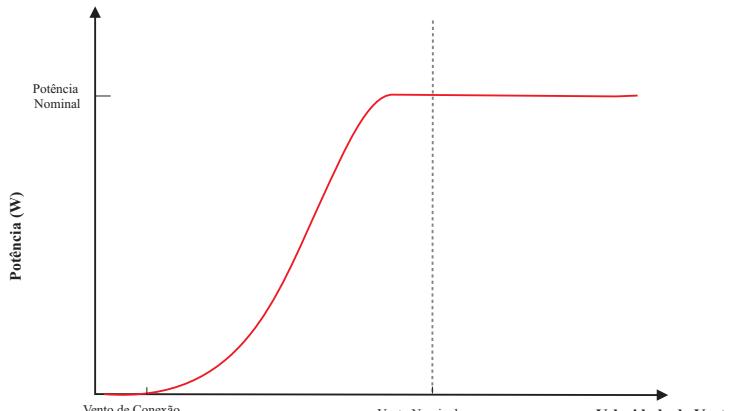
Fonte: (VESTAS,2006)

existência de uma quantidade de mecanismos que podem ser mecânicos, como velocidade, passo e freio, aerodinâmicos (para o posicionamento do rotor) ou eletrônicos atuando no controle de potência. Os modernos aerogeradores utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência à potência nominal do aerogerador. São chamados de controle estol (*Stall*) e controle de passo (*Pitch*). Antigamente, boa parte dos aerogeradores usavam o controle estol, atualmente, entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo, onde apresenta maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas (JOHNSON, 2001; GALIZIA, 2004; SPERA, 2009).

2.1.3.1 Controle de Passo/*Pitch* - Potência Ativa

O controle de passo é um sistema ativo que necessita de uma informação de potência vinda do sistema de controle da velocidade de rotação. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal (mudam o seu ângulo de passo), para aumentar o ângulo de ataque. Este aumento do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes nas pás e a principal consequência é a diminuição da conversão de potência do vento. A Figura 8 apresenta que para as velocidades de vento acima da velocidade nominal, o ângulo é escolhido de tal forma que o aerogerador produza apenas a potência nominal.

Figura 8 – Curva de potência de um aerogerador com controle de passo.



Fonte: próprio autor.

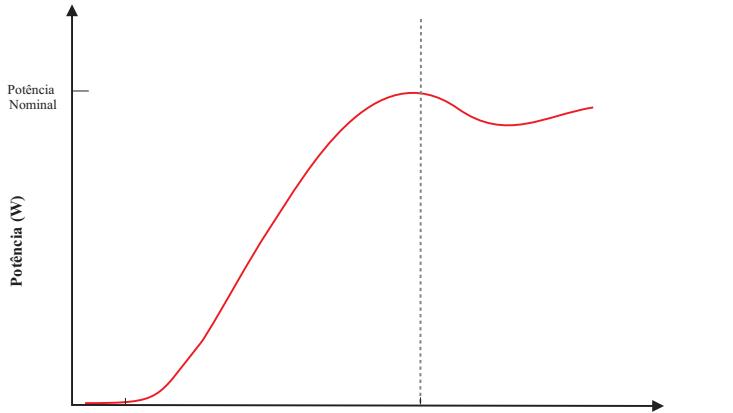
Aerogeradores com controle de passo são mais sofisticadas do que as de passo fixo, controladas por estol, pois necessitam de um sistema de variação de ângulo de passo. Suas principais vantagens são (SPERA, 2009):

- Permitem controle de potência ativa sob todas as condições de vento;
- Alcançam a potência nominal mesmo sob condições de baixa massa específica do ar (grandes altitudes dos sítios, altas temperaturas);
- Maior produção de energia sob todas as condições de vento;
- Partida simples do rotor pela mudança do passo;
- Fortes freios desnecessários para paradas de emergência do rotor;
- Cargas das pás do rotor decrescentes com ventos aumentando acima da potência nominal;
- Posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em ventos extremos;
- A massa das pás do rotor são menores e isso leva a massa menores dos aerogeradores.

2.1.3.2 Controle Estol/Stall

O controle estol é um sistema passivo que reage a velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não giram em torno de seu eixo longitudinal, conforme Figura 9. A fabricação dessas leva em consideração um formato que para velocidades de vento acima da velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá (estol) ocasionando uma redução das forças de sustentação e um aumento das forças de arrasto, isto é, menores sustentações e maiores arrastos reduzem a conversão eólica mecânica.

Figura 9 – Curva de potência típica de um aerogerador com controle tipo *estol*.



Fonte: próprio autor.

Sob todas as condições de ventos superiores à velocidade nominal o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente descolado da superfície , produzindo, portanto sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas. Aerogeradores com controle estol são mais simples do que as de controle de passo porque elas não necessitam de um sistema de mudança de passo. Em comparação com os aerogeradores com controle de passo, eles possuem, em princípio, as seguintes vantagens :

- Estrutura de cubo do rotor simples;
- Menor manutenção devido a um número menor de peças móveis;
- Garantia do controle de potência, para ventos acima do valor nominal.

2.2 Tecnologias de Geradores

Os geradores elétricos são os responsáveis por converter a energia mecânica de rotação entregue em seu eixo, pela turbina eólica, em energia elétrica. Diversas são as topologias de geradores utilizados em geração eólica, abrangendo praticamente todas as máquinas conhecidas, desde as clássicas até as mais modernas. De uma maneira geral, têm-se hoje basicamente geradores de indução e síncronos. A seguir apresentam-se as principais topologias dos geradores.

2.2.1 Gerador de Indução em Gaiola

O gerador de indução em gaiola opera a velocidade quase constante, que é determinada pelas caixas de engrenagens que sofrem mudanças de velocidades com a variação do vento, determinada pela frequência da rede e sua rotação independe da velocidade do vento por

utilizar caixa de transmissão (GALIZIA, 2004; ACKERMANN, 2005). Para funcionar como gerador a máquina de indução opera com a velocidade mecânica acima da velocidade síncrona, ocasionando funcionamento com escorregamento negativo (FITZGERALD, 1975; KOSOW, 1994). O gerador é conectado diretamente na rede elétrica, sendo afetado por qualquer variação de tensão. O gerador de indução em gaiola absorve potência reativa da rede elétrica, logo a configuração utiliza bancos de capacitores para a correção do fator de potência, quando se utiliza na configuração um dispositivo de partida para o gerador, conforme Figura 10, (GALIZIA, 2004). Caso contrário, os bancos de capacitores além de corrigir o fator de potência também fornecem excitação para o gerador.

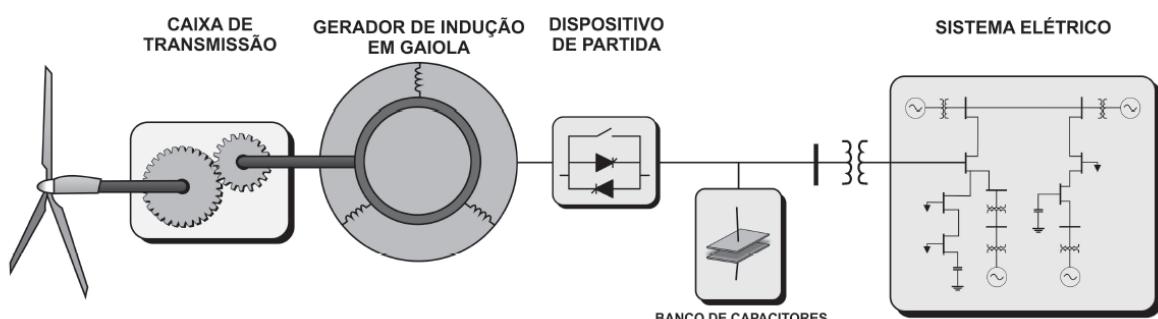
2.2.2 Gerador de Indução com Rotor Bobinado e Resistência Externa

Na arquitetura que utiliza um gerador de indução com rotor bobinado, existe um estator similar ao de indução em gaiola, mas o rotor possui enrolamentos ligados por anéis e escovas, onde, nesse caso específico, nenhuma potência é aplicada/revertida pelos anéis coletores. Seu propósito é permitir a inserção de resistência em série com o enrolamento do rotor e essa resistência é curto-circuitada em condições nominais, de maneira que o gerador de indução com rotor bobinado funcione como o gerador de indução em gaiola obtendo uma variação de velocidade (ACKERMANN, 2005; SPERA, 2009; PEREIRA, 2014).

O motivo de empregar-se uma resistência em série com o rotor é o fato de o gerador de indução com rotor bobinado drenar de 500% a 800% da corrente nominal durante transitórios de magnetização (PEREIRA, 2014), e drenar correntes maiores que a nominal durante afundamentos e recuperação de tensão. Enquanto isto não é um problema severo para pequenos geradores, para aqueles acima de 10 kW podem ocorrer impactos no sistema elétrico e diminuição da vida útil da máquina devido a esforços excessivos.

Na configuração, o elemento de controle de limite de tensão e proteção do gerador é

Figura 10 – Tecnologia de aerogerador de indução com rotor em gaiola.



Fonte: adaptação de (PEREIRA, 2014).

chamado de *crowbar*. Uma caixa de engrenagens se faz necessária, entre o eixo da turbina e eixo do gerador, para amplificar a velocidade da turbina para aquela apropriada para o gerador. A Figura 11 exibe a tecnologia de rotor bobinado com resistência externa.

2.2.3 Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

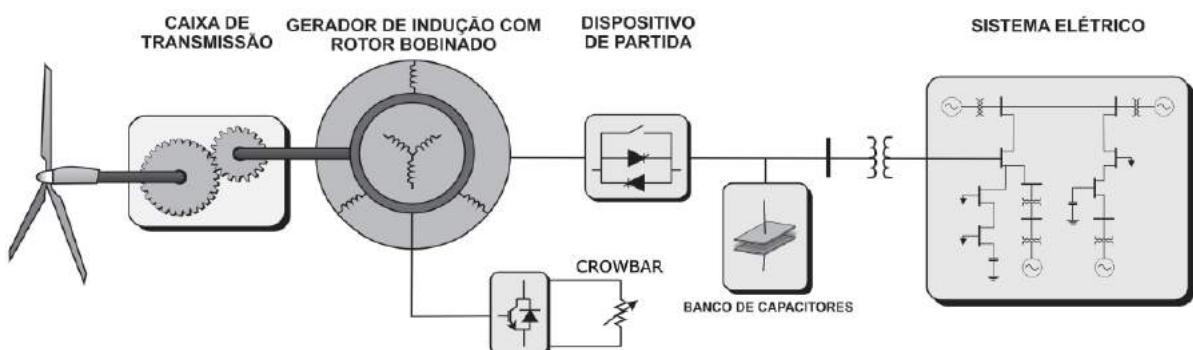
Neste sistema, o rotor bobinado é ligado a rede elétrica constituindo um sistema de velocidade variável a frequência constante, com uso de conversores de potência ligado ao rotor, conforme configuração na Figura 12. Os conversores utilizados nesta tecnologia são dimensionados para ter de 25-30% da potência da máquina. Essa configuração permite controlar a potência reativa gerada e também permite a máquina operar em velocidades de 25-30% superiores ou inferiores a velocidade síncrona (MARQUES, 2004).

As principais desvantagens dessa tecnologia são:

- A necessidade da utilização de caixa de transmissão para conexão da turbina ao gerador;
- A conexão do estator diretamente a rede elétrica deixa o sistema suscetível as variações de tensão.

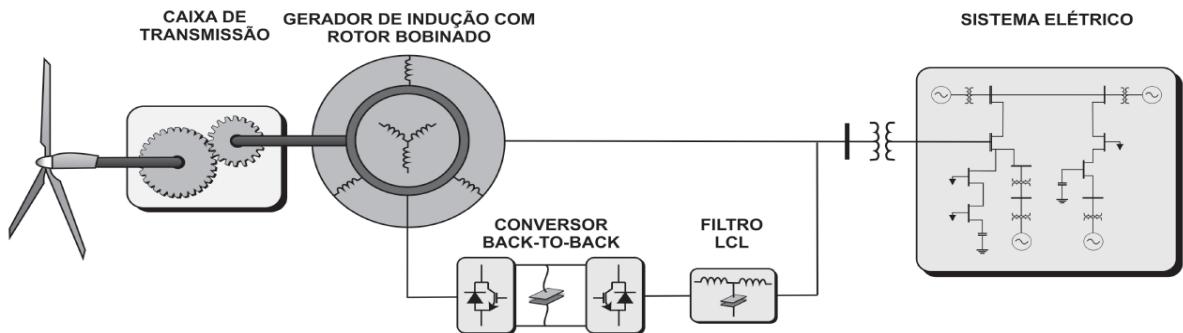
Com a fragilidades citadas, as proteções dos conversores são muito importantes para evitar problemas durante afundamentos de tensão, que também provocam transitórios, consideráveis, de torque (MARQUES, 2004), consequentemente, essa configuração tem o sistema de controle mais complexo.

Figura 11 – Tecnologia de aerogerador de indução com enrolamento de campo para ligação de resistência externa.



Fonte: adaptação de (PEREIRA, 2014).

Figura 12 – Aerogerador de indução duplamente alimentado.



Fonte: adaptação de (PEREIRA, 2014).

2.2.4 Geradores Síncronos

Os geradores síncronos são os mais utilizados pelas facilidades construtivas, possuindo o custo e manutenção relativamente mais baixos. O uso de geradores síncronos melhora o desempenho do sistema, pois permite a eliminação da caixa de transmissão mecânica, reduzindo os custos de manutenção. Dessa forma, sem o uso da caixa de transmissão é necessário utilizar um conversor de potência para operação a frequência constante, e o uso dos conversores plenos, permite que os distúrbios existentes na rede elétrica (harmônicos, variações de tensão) não sejam transmitidos diretamente para o gerador, como ocorre nos geradores de indução duplamente alimentados (ROSAS, P. A. C., 2004; ACKERMANN, 2005). As duas principais configurações de geradores síncronos são: com Enrolamento de Campo e Imã Permanente.

O gerador síncrono com enrolamento de campo tem uma configuração para gerar o fluxo magnético no rotor a partir de enrolamentos bobinados em torno dos pólos. O enrolamento de campo do rotor do gerador síncrono requer excitação em corrente contínua (CC). Em máquinas mais antigas, a corrente de excitação era fornecida tipicamente por anéis coletores e escovas a partir de uma máquina CC, denominada excitatriz e frequentemente montada no mesmo eixo que a máquina síncrona. Alternativamente, em sistemas mais modernos, a excitação é fornecida a partir de excitatrizes CA e retificadores, para transformar CA em CC. A primeira opção é mais simples, mas requer manutenção regular, enquanto que a segunda opção é mais cara e complexa, entretanto exigindo pouca manutenção (SPERA, 2009; ROSAS, P. A. C., 2004). Os geradores síncronos de rotor bobinado para aplicações em sistemas eólicos de grande porte normalmente apresentam a configuração de rotor de pólos salientes, possuindo grande números de pólos e baixa velocidade de rotação, o que propicia o acoplamento direto do gerador com a turbina eólica. A saliência do rotor resulta em um aumento no conjugado produzido pelo gerador, além de tornar a resposta da máquina mais estável diante das variações características na velocidade do vento.

Nos geradores síncronos a imã permanente o fluxo magnético do rotor é gerado por imãs permanentes instalados no rotor (girando junto com ele) ou no estator. A topologia proporciona uma redução no tamanho e peso do gerador, além disso, não proporcionam perdas no enrolamento do rotor, o que reduz o efeito térmico sobre ele.

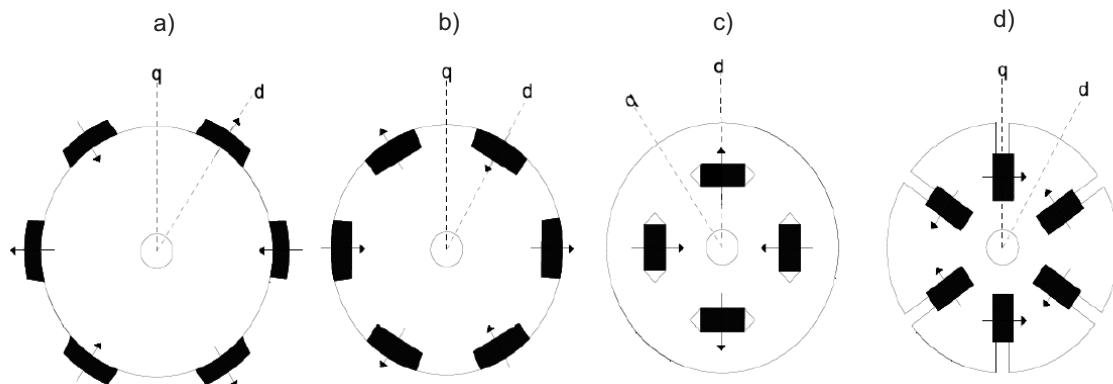
As máquinas a imã permanente são caracterizadas por entreferros de maior espessura que permitem uma redução na concentração do fluxo magnético concatenado no campo, mesmo nos geradores de muitos pólos. A consequência prática deste aspecto é a possibilidade de se construir geradores de baixa velocidade de rotação, ou seja, grande número de pólos e com dimensões relativamente pequenas em relação a potência nominal de saída. Nesse caso, o gerador opera em baixas velocidades de rotação (gerador multipolos), diretamente acoplado ao rotor da turbina eólica, sem necessidade da caixa de engrenagens. Na configuração, toda a potência elétrica gerada pela máquina é processada pelo conversor de potência que funciona como a interface com a rede elétrica (BIN et al., 2011). As desvantagens destes geradores residem no fato de imãs permanentes serem mais caros e propensos a intempéries, demandando maior atenção na sua fabricação.

A topologia com imã permanentes é utilizada nas aplicações de maior potência, onde o enrolamento do estator e o formato das lâminas utilizadas no núcleo são semelhantes àqueles usados nas demais máquinas de corrente alternada (CAETENO, R. C., 2013). Para aplicações em menor potência, o enrolamento pode ser concentrado ao invés de distribuído. Porém, a maior diferença entre essas máquinas se dá na geometria do rotor e na posição de fixação dos imãs, que pode ser classificada da seguinte maneira (BIM, 2012):

- **Ímãs fixados sobre a superfície do rotor:** Nessa configuração, a máquina pode ser de rotor sólido ou laminado. Como a espessura desses imãs é considerável, exigem entreferros grandes e, com permeabilidade magnética próxima à do entreferro, a relutância ao longo do entreferro é quase constante, fazendo com que as indutâncias de magnetização tenham valores baixos e praticamente iguais. Desta forma, essas máquinas podem ser analisadas como máquinas de pólos lisos, ou seja $X_d = X_q$, a Figura 13a apresenta a fixação dos imãs.
- **Ímãs fixados na parte interna do rotor:** Nessa categoria, existe um diferença das máquinas que possuem imãs parcialmente fixados na parte interna do rotor, com as máquinas cujos imãs estão totalmente embutidos no rotor. Porém, as duas configurações são mais robustas, quando comparadas ao que os imãs são colocados sobre a superfície, fazendo com que possam operar em aplicações que exigem velocidades maiores. Para os imãs parcialmente fixados (Figura 13b), o entreferro na linha do imã, que está localizado sobre o eixo direto, é maior do que aquele da região interpolar, localizado sobre o eixo de quadratura. Portanto, temos que $X_d < X_q$. A magnetização do imã ocorre de forma radial ou onde a direção de magnetização é a mesma da circunferência, conforme mostrado na

Figura 13c e Figura 13d. No primeiro caso (Figura 13c), a relutância de eixo direto é maior do que a do eixo em quadratura visto que os ímãs tem permeabilidade magnética menor que a do ferro, o que implica em $X_d < X_q$. No segundo caso (Figura 13d), o eixo direto possui relutância menor, fazendo com que $X_d > X_q$.

Figura 13 – Rotores de máquinas síncronas com ímã permanente: a) ímãs na superfície; b) ímãs parcialmente fixados; c) ímãs embutidos com fluxo radial; d) ímãs embutidos com fluxo na direção da circunferência.



Fonte: adaptação de (CAETENO, R. C., 2013).

3 Modelagem do Sistema Eólico

Este capítulo apresenta a modelagem matemática do sistema composto por uma turbina eólica, uma máquina síncrona a ímã permanente e um conversor trifásico *back-to-back*. Para a modelagem da turbina foi utilizado o bloco *Wind Turbine* da biblioteca *SimPowerSystems* do *MATLAB/Simulink*, esse bloco representa as equações do modelo de conversão eólico-mecânico, mostrados neste capítulo. Quanto ao gerador, a modelagem é feita a partir de uma Máquina Síncrona Trifásica (MST) de polos salientes, onde é abordado o modelo em componentes de fase e em componentes $dq0$. A partir do modelo da máquina em referencial $dq0$ e considerando algumas simplificações, é descrito o modelo de uma máquina síncrona a ímã permanente (MSIP). Para completar, é apresentada a modelagem do conversor trifásico (*back-to-back*) para a aplicação com geradores síncronos em turbinas eólicas com seus respectivos sistemas de controle.

3.1 Representação da Turbina Eólica

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante, isto é, como o ar possui massa e se move em forma de vento, pode-se calcular a sua energia cinética,

$$E = \frac{1}{2}mv^2, \quad (1)$$

Onde, E = Energia cinética [J];

m = massa do ar [Kg];

v = Velocidade do vento [m/s].

A potência mecânica desenvolvida pela turbina eólica é dada por,

$$P_v = \frac{E}{t} = \frac{1}{2}\dot{m}v^2, \quad (2)$$

Onde, P_v = Potência Disponível no vento [W];

t = Tempo [s]; \dot{m} = Taxa de variação da massa.

Quando a massa de ar percorre uma área em um dado intervalo de tempo, pode-se calcular a taxa de variação da massa, logo,

$$\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho Av, \quad (3)$$

Onde, ρ = densidade do ar [1.225 kg/m^3 ao nível do mar];

A = área de varredura [m^2];

x = distância de deslocamento do vento [m].

Substituindo a equação 3 na equação 2, obtem-se a seguinte expressão para a potência do vento,

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (4)$$

De acordo com a Figura 14, a conversão da potência do vento em potência mecânica no rotor da turbina se dá pela redução da velocidade do vento. Dessa forma a turbina eólica não pode extrair completamente a potência disponível no vento, isso significa que a velocidade do vento, atrás da área de varredura (A), deveria ser zero, ou seja, v_2 é igual a zero. Entretanto, isso não é possível, pois essa condição viola a lei da continuidade da energia. Por outro lado, se a velocidade do vento, atrás da área de varredura for a mesma velocidade da frente da área de varredura não haverá redução da velocidade do vento e, consequentemente, a potência extraída pela turbina do vento é zero ($v_1=v_2$) (JASEN, 1977).

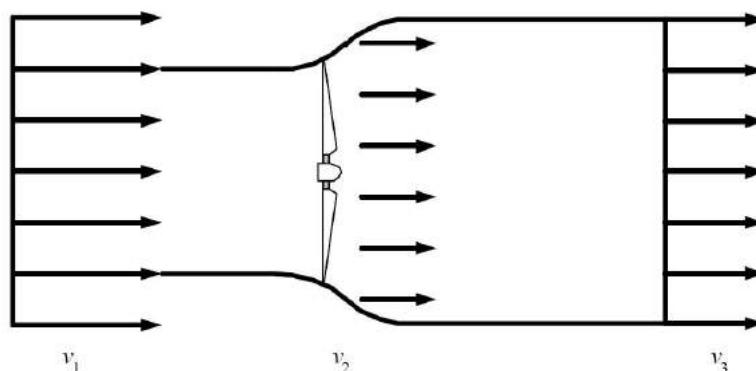
Na condição citada, deve existir um ponto ótimo de operação que garanta a máxima extração possível de energia, pela turbina eólica, como citado no Capítulo 2. Consequentemente, a máxima eficiência que pode ser extraída por uma turbina eólica é dada por (ANDERSON, 1983; KIM, 2012; QIAO, 2012; ACKERMANN, 2005):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (5)$$

Onde: $C_p(\lambda, \beta)$ = Coeficiente de Potência

O coeficiente de potência é expresso de acordo com (FRERIS, 1990):

Figura 14 – Variação da velocidade do vento através do rotor da Turbina.



Fonte: próprio autor.

$$C_p = 4a(1 - a)^2, \quad (6)$$

O fator a é conhecido como coeficiente de interferência de velocidade axial, o fator indica uma medida da influência do rotor no escoamento do vento. Com isso, define a velocidade induzida no rotor e expressa a velocidade relativa como correlação da velocidade. Dessa forma, pode-se obter o máximo valor do coeficiente de rendimento derivando em função do coeficiente de interferência de velocidade axial, deduzindo-se que a máxima potência extraível do vento é 59,3% da potência de entrada. Este resultado está em concordância com a Lei de Betz. A Figura 15 apresenta a curva de variação de $C_p(a)$.

Ao invés de expressar o coeficiente de rendimento da potência em termos do fator de interferência axial, é comum escrevê-lo em função de uma grandeza adimensional (λ), chamada de *tip speed ratio* (ou relação de velocidades), que expressa a relação entre a velocidade linear da ponta da pás e a velocidade do vento incidente. Portanto, a relação de velocidades λ é definida por:

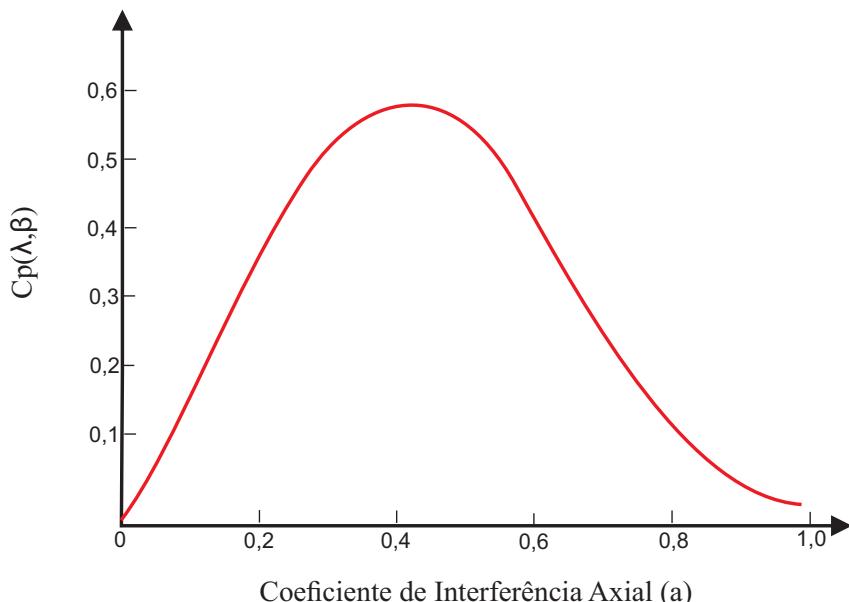
$$\lambda = \frac{\omega R}{v}, \quad (7)$$

onde,

R = raio do rotor [m] eólico medido na ponta da pás;

ω_T = velocidade angular da turbina [rad/s];

Figura 15 – Variação de C_p com o Fator de interferência axial.



Fonte: próprio autor.

v = Velocidade do vento [m/s]

Além do fator λ , existe outro fator chamado de ângulo de passo da pá (β) que influência diretamente na conversão eólico-mecânica. O ângulo de passo mede o deslocamento angular entre o perfil da pá e o seu plano de rotação. Esse ângulo limita a energia absorvida do vento e a relação entre C_p e os valores de λ e β é complexa para ser determinada analiticamente. Na prática, a fim de realizar o controle das turbinas, empregam-se curvas fornecidas pelos fabricantes ou, na ausência destas, pode-se expressar o coeficiente de potência em função de λ e β , através da seguinte expressão (FRERIS, 1990; SLOOTWEG, 2003; SELÊNIO, 2003):

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_{ii}} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_{ii}}}, \quad (8)$$

Onde: β é o ângulo de pitch [$^{\circ}$];

λ_{ii} é o fator em função da relação de velocidade β .

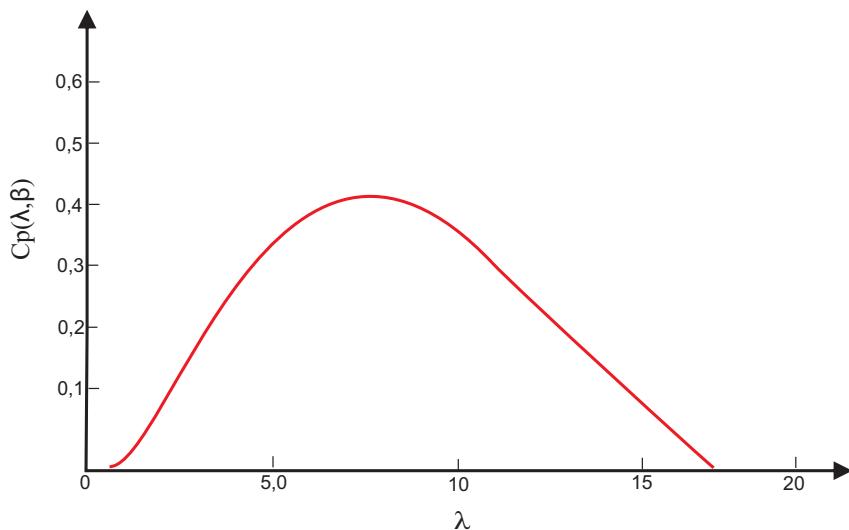
A curva $C_p(\lambda, \beta)$ é mostrada na Figura 16. O fator λ_{ii} é determinado pela expressão:

$$\frac{1}{\lambda_{ii}} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}, \quad (9)$$

Essa é apenas uma das diversas formas de representar o coeficiente de potência em função de λ e β .

De posse do coeficiente C_p , o conjugado imposto pelo rotor aerodinâmico é uma relação entre a potência disponível, dado por 5, e a a velocidade do rotor da turbina, como pode ser visto,

Figura 16 – Curva $C_p(\lambda, \beta)$.



Fonte: próprio autor.

$$T_{Turbina} = \frac{\frac{1}{2}\rho AV^3C_p(\lambda, \beta)}{\omega}, \quad (10)$$

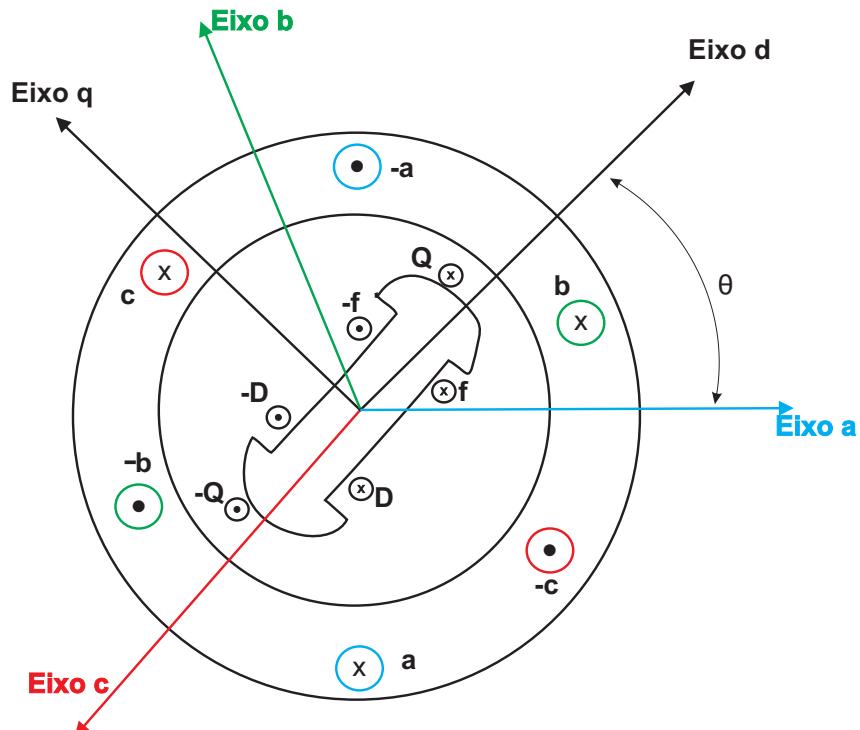
3.2 Representação da MST em referencial de fase

O modelo matemático para representação da máquina síncrona trifásica (MST) tem por base a teoria de circuitos elétricos magneticamente acoplados. É mostrado na Figura 17 o arranjo físico de uma MST de polos salientes com seus enrolamentos de estator e rotor. O estator é composto por três enrolamentos formando um conjunto trifásico, definido por abc , cujos os eixos magnéticos estão defasados de 120° . O rotor é composto pelos enrolamentos amortecedores de eixo direto D , pelo eixo de quadratura Q e pelo enrolamento de campo f (OLIVEIRA, 2011). Os eixos magnéticos dos enrolamentos do rotor são defasados de 90° entre si.

Para o desenvolvimento do modelo matemático que reproduz o comportamento dinâmico da MST, foram levadas em consideração algumas hipóteses simplificadoras:

- Foram desprezadas as perdas no ferro, perdas rotacionais e os efeitos da saturação do núcleo ;
- Considerou-se que os enrolamentos são distribuídos de forma ideal, de maneira a produzir

Figura 17 – Arranjo físico da Máquina Síncrona Trifásica.



Fonte: próprio autor.

ondas de força magnetomotriz senoidais ao longo do entreferro, e que as formas de onda são idênticas para todas as fases;

- As ranhuras não causam variação sensível nas indutâncias do rotor com a posição do rotor;
- Histerese magnética é irrelevante

Adotando-se a convenção de motor, as equações diferenciais que relacionam tensão, fluxo e corrente na modelagem matemática da MST em componentes de fase do estator são dadas por:

$$v_a = r_a i_a + \frac{d\lambda_a}{dt}, \quad (11)$$

$$v_b = r_b i_b + \frac{d\lambda_b}{dt}, \quad (12)$$

$$v_c = r_c i_c + \frac{d\lambda_c}{dt}, \quad (13)$$

onde,

v_a , v_b e v_c são as tensões dos enrolamentos do estator;

i_a , i_b e i_c são as correntes dos enrolamentos do estator;

r_a , r_b e r_c são as resistências dos enrolamentos do estator;

λ_a , λ_b e λ_c são os fluxos concatenados dos enrolamentos do estator.

As equações diferenciais que relacionam tensão, fluxo e corrente na modelagem matemática da MST em componentes de fase do rotor são dadas por:

$$v_f = r_f i_f + \frac{d\lambda_f}{dt}, \quad (14)$$

$$v_D = r_D i_D + \frac{d\lambda_D}{dt} = 0, \quad (15)$$

$$v_Q = r_Q i_Q + \frac{d\lambda_Q}{dt} = 0, \quad (16)$$

onde:

v_f , v_D e v_Q são as tensões do enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores de eixo direto e eixo em quadratura;

i_f , i_D e i_Q são as correntes do enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores de eixo direto e eixo em quadratura;

r_f , r_D e r_Q são as resistências do enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores;

λ_f , λ_D e λ_Q são os fluxos concatenados do enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores de eixo direto e eixo em quadratura de eixo direto e eixo em quadratura.

As indutâncias da MST são baseadas na relação linear entre os fluxos magnéticos e as correntes que circulam nos seus respectivos enrolamentos. A relação entre o fluxo concatenado e a corrente é representada matematicamente por:

$$[\lambda] = [L][I], \quad (17)$$

onde:

$[\lambda]$ é o vetor coluna dos fluxos concatenados;

$[L]$ é a matriz das indutâncias da MST;

$[I]$ é vetor coluna das correntes nos enrolamentos da MST.

Pode-se obter um modelo mais simples, logo é bastante comum referir as grandezas do rotor ao número de espiras do estator. Desta forma o modelo descrito, as tensões, correntes e impedâncias do rotor diferem dos valores reais. As tensões reais podem ser obtidas a partir das tensões do modelo multiplicando-as pela relação do numero de espiras $\frac{N_r}{N_e}$, onde N_r é o número de espiras do respectivo enrolamento do rotor e N_e é o número de espiras de cada enrolamento do estator. Da mesma forma, as correntes reais dos enrolamentos do rotor são calculadas multiplicando-as por $\frac{N_e}{N_r}$. As resistências e indutâncias próprias do rotor são iguais às grandezas do modelo multiplicadas por $\frac{N_r}{N_e}^2$ ao passo que as indutâncias mútuas do modelo devem ser multiplicadas por $\frac{N_r}{N_e}$ para obter as mútuas do rotor.

Pelos conceitos clássicos, podemos determinar as expressões das indutâncias para a MST em função da posição angular.

A indutância própria é composta por três parcelas, onde a primeira representa a indutância de dispersão, a segunda a componente constante da indutância de magnetização do enrolamento do estator e a terceira a componente de segundo harmônico da indutância de magnetização. A componente de segundo harmônico é devida à variação do entreferro observado em máquinas de pólos salientes. A indutância própria terá sempre um valor positivo e variando entre um máximo e mínimo. Adotando-se o eixo magnético da bobina da fase *a* como referência, as expressões que representam as indutâncias próprias do estator são dadas por:

$$L_{aa} = L_{ls} + L_{g0} + L_{g2} \cos(2\theta), \quad (18)$$

$$L_{bb} = L_{ls} + L_{g0} + L_{g2} \cos(2\theta - \frac{2\pi}{3}), \quad (19)$$

$$L_{cc} = L_{ls} + L_{g0} + L_{g2} \cos(2\theta + \frac{2\pi}{3}), \quad (20)$$

onde:

L_{ls} é a indutância de dispersão dos enrolamentos do estator;

L_{g0} é a componente constante da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator;

L_{g2} é a amplitude da componente de 2º harmônico da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator.

A indutância mútua entre as fases do estator é composta por duas parcelas, sendo a primeira a componente constante da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator e a segunda a componente de segundo harmônico da indutância de magnetização. As expressões que descrevem as indutâncias mútuas são:

$$L_{ab} = L_{ba} = -\frac{L_{g0}}{2} + L_{g2} \cos(2\theta - \frac{2\pi}{3}), \quad (21)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = -\frac{L_{g0}}{2} + L_{g2} \cos(2\theta + \frac{2\pi}{3}), \quad (22)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = -\frac{L_{g0}}{2} + L_{g2} \cos(2\theta) \quad (23)$$

onde:

L_{ac}, L_{ab}, L_{bc} são as indutâncias mútuas entre determinada fase do estator;

$-\frac{L_{g0}}{2}$ é a componente constante da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator;

L_{g2} é a segunda a componente de segundo harmônico da indutância de magnetização.

O rotor é composto basicamente por três enrolamentos: o enrolamento de excitação (ou de campo) e os enrolamentos amortecedores equivalentes de eixo direto e eixo em quadratura. A indutância própria do enrolamento de campo e dos enrolamentos amortecedores possuem valores constantes, pois não variam com a posição angular do rotor. Logo as expressões das indutâncias do rotor referidas ao estator são:

$$L_{ff} = L_{lf} + L_{g0} + L_{g2} \quad (24)$$

$$L_{DD} = L_{lD} + L_{g0} + L_{g2} \quad (25)$$

$$L_{QQ} = L_{lQ} + L_{g0} - L_{g2} \quad (26)$$

onde:

L_{lf} é a indutância de dispersão do enrolamento de campo;

L_{lD} é a indutância de dispersão do enrolamento amortecedor equivalente de eixo direto;

L_{lQ} é a indutância de dispersão do enrolamento amortecedor equivalente de eixo em quadratura.

As indutâncias mútuas dos enrolamentos do rotor também possuem valores constantes, pois não variam com a posição do rotor. Logo as expressões das indutâncias mútuas do rotor referidas ao estator são:

$$L_{fD} = L_{Df} = L_{g0} + L_{g2} \quad (27)$$

$$L_{fQ} = L_{Qf} \quad (28)$$

$$L_{DQ} = L_{QD} \quad (29)$$

As expressões que descrevem as indutâncias mútuas, referidas ao estator, entre o estator e o rotor da MST são dadas por:

$$L_{af} = L_{fa} = (L_{g0} + L_{g2}) \cos(\theta) \quad (30)$$

$$L_{bf} = L_{fb} = (L_{g0} + L_{g2}) \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (31)$$

$$L_{cf} = L_{fc} = (L_{g0} + L_{g2}) \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (32)$$

Onde:

L_{af}, L_{bf} e L_{cf} são as indutâncias mútuas, referidas ao estator.

A relação entre os fluxos concatenados e as correntes são determinadas da seguinte forma:

$$\lambda_a = L_{aa}i_a + L_{ab}i_b + L_{ac}i_c + L_{af}i_f + L_{aD}i_D + L_{aQ}i_Q \quad (33)$$

$$\lambda_b = L_{ba}i_a + L_{bb}i_b + L_{bc}i_c + L_{bf}i_f + L_{bD}i_D + L_{bQ}i_Q \quad (34)$$

$$\lambda_c = L_{ca}i_a + L_{cb}i_b + L_{cc}i_c + L_{cf}i_f + L_{cD}i_D + L_{cQ}i_Q \quad (35)$$

$$\lambda_f = L_{af}i_a + L_{bf}i_b + L_{cf}i_c + L_{ff}i_f + L_{fD}i_D + L_{fQ}i_Q \quad (36)$$

$$\lambda_D = L_{aD}i_a + L_{bD}i_b + L_{cD}i_c + L_{fD}i_f + L_{DD}i_D + L_{DQ}i_Q \quad (37)$$

$$\lambda_Q = L_{aQ}i_a + L_{bQ}i_b + L_{cQ}i_c + L_{fQ}i_f + L_{QD}i_D + L_{QQ}i_Q \quad (38)$$

O conjugado ou torque eletromagnético desenvolvido pela MST é determinado pela seguinte equação (OLIVEIRA, 2011) :

$$T_{ele} = \frac{P}{2} \sum \sum i_i i_j \frac{dL_{ij}}{d\theta} \quad (39)$$

onde:

T_{ele} é o torque eletromagnético;

P é o número de pólos

i_i e i_j são as correntes nos enrolamentos i e j da máquina. Onde os índices i e j assumem: a, b, c, f, D e Q com $i \neq j$

L_{ij} são indutâncias dos enrolamentos da MST.

A expressão que representa toda dinâmica do torque primário ou acionamento mecânico, do torque eletromagnético, da velocidade e o momento de inércia é dada por:

$$T_{ele} - T_{mec} = J \frac{dw}{dt} \quad (40)$$

onde:

T_{mec} é o torque mecânico;

J é o momento de inércia da MST;

w é a velocidade angular mecânica da MST.

3.3 Representação da MST em referencial dq0

A transformação de coordenadas de Park que tem como objetivo transformar as tensões, correntes e fluxos que variam no tempo em grandezas constantes em regime permanente, com isso ocorre uma simplificação do modelo para o sistema de controle. A transformação em coordenadas

de Park facilitam a resolução das equações diferenciais que relacionam as indutâncias da MST. Para aplicar a transformação de Park, considera-se que o conjunto de enrolamentos do estator estão defasados 120º eletricos. O conjunto de enrolamentos do estator abc são transformados em componentes $dq0$ (NEVES, 2014; OLIVEIRA, 2011).

A transformação $dq0$ pode ser entendida como se referindo as quantidades do estator para o lado do rotor. As análises das equações da máquina síncrona em termos de variáveis $dq0$ são consideravelmente mais simples (MELLO, 1983) do que em termos de quantidades de fase, pelas seguintes razões:

- As equações de desempenho dinâmico têm indutâncias constantes;
- Em condições de equilíbrio as quantidades de sequência zero desaparecem;
- Para operação em regime permanente em equilíbrio as quantidades do estator têm valores constantes;
- Os parâmetros associados com os eixos d e q podem ser medidos por testes terminais.

A transformação $dq0$ é realizada pré-multiplicando as grandezas em componentes de fase do estator pela matriz transformação.

$$[T] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 120^\circ) & -\sin(\theta + 120^\circ) \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{pmatrix} \quad (41)$$

Portanto, pode-se supor \vec{S} como sendo um vetor coluna que representa uma grandeza qualquer, como tensão, corrente ou fluxo (NEVES, 2014), cuja transformação em coordenadas é dada por:

$$[\vec{S}_{dq0}] = [T_1][S_{abc}] \quad (42)$$

A matriz de transformação (41) é ortogonal e também é invariante em potência, logo:

$$v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_d i_d + v_q i_q + v_0 i_0 \quad (43)$$

Aplicando a transformada (41) a (11), (12) e (13) obtem-se:

$$v_d = r_s i_d + \omega_r \lambda_q + \frac{d\lambda_d}{dt} \quad (44)$$

$$v_q = r_s i_q + \omega_r \lambda_d + \frac{d\lambda_q}{dt} \quad (45)$$

$$v_0 = r_s i_0 + \frac{d\lambda_0}{dt}, \quad (46)$$

Onde:

v_d , v_q e v_0 são as tensões nos enrolamentos do estator em referencial $dq0$;

r_s é a resistência dos enrolamentos do estator;

i_d , i_q e i_0 são as correntes nos enrolamentos do estator em referencial $dq0$;

ω_r é a velocidade elétrica angular;

λ_d , λ_q e λ_0 são os fluxos magnéticos concatenados nos enrolamentos do estator .

Aplicando a transformada (41) a (33), (34) e (35) obtem-se:

$$\lambda_d = L_d i_d + \sqrt{\frac{2}{3}} L_{md} i_f + \sqrt{\frac{2}{3}} L_{md} i_D \quad (47)$$

$$\lambda_q = L_q i_q + \sqrt{\frac{2}{3}} L_{mq} i_D \quad (48)$$

$$\lambda_0 = L_{ls} i_0 \quad (49)$$

Foram empregadas as seguintes relações:

$$L_{md} \approx \frac{3}{2} (L_{g0} + L_{g2}) \quad (50)$$

$$L_{mq} \approx \frac{3}{2} (L_{g0} - L_{g2}) \quad (51)$$

$$L_d \approx (L_{ls} + L_{md}) \quad (52)$$

$$L_q \approx (L_{ls} + L_{mq}) \quad (53)$$

$$L_{ls} \approx (L_l + L_{lm}) \quad (54)$$

onde:

L_{md} é a indutância mútua de eixo direto

L_{mq} é a indutância mútua de eixo em quadratura

L_d é a indutância de eixo direto

L_q é a indutância de eixo em quadratura

L_{ls} é a indutância de dispersão dos enrolamentos do estator

Da mesma maneira são determinadas as equações de fluxo do rotor, onde:

$$\lambda_f = \sqrt{\frac{2}{3}} L_{md} i_d + (L_{lf} + \frac{2}{3} L_{md}) i_f + \frac{2}{3} L_{md} i_D \quad (55)$$

$$\lambda_D = \sqrt{\frac{2}{3}} L_{md} i_d + \frac{2}{3} L_{md} i_f + (L_{lD} + \frac{2}{3} L_{md}) i_D \quad (56)$$

$$\lambda_Q = \sqrt{\frac{2}{3}} L_{md} i_q + (L_{lQ} + \frac{2}{3} L_{mq}) i_Q \quad (57)$$

Com a finalidade de simplificar as equações do fluxo do estator e fluxo do rotor, pode-se eliminar os fatores ($\sqrt{\frac{2}{3}}$ e $\frac{2}{3}$). Desse forma, deve-se considerar as seguintes definições:

$$i'_f \approx \sqrt{\frac{2}{3}} i_f;$$

$$i'_D \approx \sqrt{\frac{2}{3}} i_D;$$

$$i'_Q \approx \sqrt{\frac{2}{3}} i_Q;$$

$$L'_{lf} \approx \frac{2}{3} L_{lf}; L'_{lD} \approx \frac{2}{3} L_{lD}; L'_{lQ} \approx \frac{2}{3} L_{lQ}.$$

Com as considerações definidas acima chega-se as seguintes equações:

$$\lambda_d = L_d i_d + L_{md} (i'_f + i'_D) \quad (58)$$

$$\lambda_q = L_q i_q + L_{mq} i'_Q \quad (59)$$

$$\lambda_0 = L_{ls} i_0 + L_{mq} i'_Q \quad (60)$$

$$\lambda'_f = L'_{lf} i'_f + L_{md} (i_d + i'_f + i'_D) \quad (61)$$

$$\lambda'_D = L'_{lD} i'_D + L_{md} (i_d + i'_f + i'_D) \quad (62)$$

$$\lambda'_Q = L'_{lQ} i'_Q + L_{mq} (i_q + i'_Q) \quad (63)$$

A potência total fornecida é dada pela seguinte expressão:

$$P_{total} = \begin{pmatrix} v_a & v_b & v_c \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} + v_f i_f \quad (64)$$

Onde:

$[v_{abc}]$ = vetor coluna das tensões nos enrolamentos do estator;

$[i_{abc}]$ = vetor linha das tensões nos enrolamentos do estator;

v_f = tensão no enrolamento do rotor;

i_f = corrente no enrolamento do rotor.

Aplicando a transformação (41) na equação (64), obtém-se:

$$P_{totalDq0} = v_d i_d + v_q i_q + v_0 i_0 + v_f i_f \quad (65)$$

Onde:

v_d , v_q e v_0 são as tensões nos enrolamentos do estator em referencial $dq0$;

i_d , i_q e i_0 são as correntes nos enrolamentos do estator em referencial $dq0$.

Substituindo (44), (45) e (46) em (65), e desprezando as perdas no cobre, obtém-se a potência eletromagnética em função da velocidade mecânica, logo:

$$P_{ele} = \frac{P}{2} \omega (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (66)$$

A relação entre a potência eletromagnética e o conjugado eletromagnético é obtida pela seguinte expressão:

$$T_{ele} = \frac{P_{ele}}{\omega_r} \quad (67)$$

Onde:

P_{ele} = Potência eletromagnética [W];

ω_r = velocidade elétrica angular [rad/s].

3.4 Máquina Síncrona de Ímã Permanentes (MSIP)

Neste tipo de máquina o enrolamento de armadura é trifásico e é acomodado nas ranhuras do estator, enquanto os ímãs situam-se no rotor e giram, portanto, solidários a esse. Assim, as MSIP são semelhantes às máquinas síncronas tradicionais, exceto pelos enrolamentos de campo, que são substituídos por ímãs permanentes.

Nas MSIP, o fluxo magnético de campo é gerado por imãs permanentes (SENA,D.J.G., 2012). Devido a ausência dos enrolamentos de campo do rotor, uma alta potência pode ser alcançada, com redução no tamanho e peso do gerador. Além disso, não há perdas no enrolamento do rotor, o que reduz o efeito térmico sobre o rotor. As máquinas a ímã permanente são caracterizadas por entreferros de maior espessura o que permite uma redução na concentração do fluxo magnético concatenado em seu interior, mesmo nos geradores de muitos pólos. A consequência prática deste aspecto é a possibilidade de se construir geradores de baixa velocidade de rotação, ou seja, grande número de pólos, com dimensões relativamente pequenas em relação à potência nominal de saída. Neste caso, o gerador trabalha a baixas velocidades de rotação (gerador multipolos), diretamente acoplado ao rotor da turbina eólica, sem necessidade da caixa de engrenagens.

Nesta configuração toda a potência elétrica gerada pela máquina é processada pelo conversor de potência que funciona como a interface com a rede elétrica. As desvantagens destes geradores residem no fato de imãs permanentes serem mais caros e propensos a desmagnetização.

O modelo matemático da MSIP adotado no trabalho baseia-se no modelo vetorial da MST. Algumas adaptações foram levadas em consideração para reproduzir a geração do fluxo magnético do rotor através de um ímã permanente, como a substituição das estruturas convencionais de enrolamentos de campo ou excitação. Foi considerado que a MSIP não possui enrolamentos amortecedores. Além disso, as indutâncias mútuas de dispersão que geralmente possuem valores pequenos, foram desprezadas. Logo, as equações de tensão, fluxos e conjugado eletromagnético que representam o modelo da MSIP são:

Equações de Tensão:

$$v_d = r_s i_d - \omega_r \lambda_q + \frac{d\lambda_d}{dt} \quad (68)$$

$$v_q = r_s i_q + \omega_r \lambda_d + \frac{d\lambda_q}{dt} \quad (69)$$

Equações de Fluxos:

$$\lambda_d = L_d i_d + L_{md}(i_d) + \lambda_{im} \quad (70)$$

$$\lambda_q = L_q i_q + L_{mq} i_q \quad (71)$$

Equação do torque eletromagnético :

$$P_{ele} = \frac{P}{2} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (72)$$

É apresentado na Tabela 1 os parâmetros da MSIP utilizados nas simulações

Tabela 1 – Parâmetros da MSIP

Parâmetro	Valor
Potência nominal, P_n	9,5 kW
Tensão nominal, V_n	200 V
Velocidade nominal, ω_r	157,07 rad/s
Número de Pólos, P	8
Momento de inércia, J	0,026 kgΔm ²
Indutância de eixo direto, L_d	5,2 mH
Indutância de eixo quadratura, L_q	5,2 mH
Resistência sincrona, R_s	0,22Ω
Fluxo de campo, λ_m	0,3701 Wb

Fonte: próprio autor.

3.5 Conversores de Potência para conexão de Turbinas Eólicas a Rede Elétrica

Nesta seção são apresentadas as principais topologias de conversores de potência trifásicos utilizados com geradores síncronos em turbinas eólicas. Conversores de Potência são amplamente utilizados em sistemas de conversão de energia eólica. Dentro dos sistemas de velocidade fixa, os conversores são usados para reduzir as variações de corrente de partida e de torque durante a inicialização do sistema, enquanto que em sistemas à velocidade variável são empregados para controlar a velocidade/torque do gerador, e também a potência ativa/reactiva para a rede elétrica. De acordo com as classificações de energia do sistema e tipo de turbinas eólicas, uma variedade de configurações dos conversores de energia estão disponíveis para o controle ótimo do sistema de energia eólica (BIN et al., 2011).

O uso de conversores de potência vem crescendo ao longo do tempo, com a aplicação de *soft-starter* que é empregada para reduzir a corrente de partida causada por transitórios eletromagnéticos que ocorrem no momento em que o gerador é ligado a rede. O princípio de funcionamento de um conversor trifásico convencional que utiliza a técnica de modulação por largura de pulsos (PWM) é discutido com o objetivo de servir como base para a descrição do conversor lado do gerador (CLG) e lado da rede (CLR).

A utilização de conversores de potência plena significa controle total na variação de velocidade da turbina, com o gerador conectado à rede elétrica através do conversor, a Figura 18 apresenta um sistema eólico de velocidade variável onde um conversor com dois conversores PWM idênticas é usado com configuração *back-to-back*. Os conversores podem ser tanto conversores de fonte de tensão ou conversores de fonte de corrente (BIN et al., 2011; TEODORORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011). O conversor de potência realiza a compensação de potência reativa e amortece a conexão com a rede elétrica para toda a faixa de

velocidade, algumas características são vistas da Figura 19.

Existe uma tendência no uso de MSIP no conceito de turbinas eólicas com conversores de potência plena. Essa tecnologia apresenta um fluxo de potência ativa unidirecional no sentido do gerador para a rede elétrica, através do conversor, não necessitando de potência reativa para o gerador, uma vez que o mesmo apresenta fluxo magnético constante. Uma possível solução (topologia), barata e eficiente, para implementação desse sistema apresenta apenas um simples retificador a diodo aplicado do lado do conversor conectado ao gerador. Contudo, essa solução pode introduzir ao sistema baixas frequências que podem causar ressonância no eixo da máquina.

3.5.1 Topologias dos Conversores para Turbinas Eólicas com Geradores Síncronos

Existem várias possibilidades de topologias de conversores eletrônicos de potência para conexão de turbinas eólicas com geradores síncronos à rede elétrica. A topologia típica é composta por dois conversores em configuração back-to-back com o compartilhamento do mesmo barramento CC, sendo um conversor do lado do gerador (CLG) e um conversor do lado da rede (CLR). Estas turbinas são mais conhecidas como turbinas *Full Converter*, pois são conectadas à rede elétrica através de um conversor de potência plena.

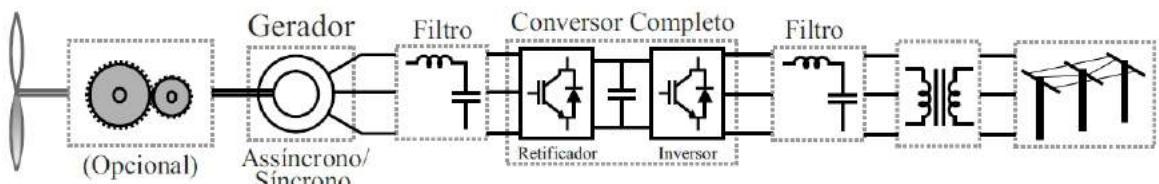
Com o objetivo de maximizar a potência extraída do vento, os geradores síncronos devem operar com velocidades variáveis e isso é permitido com a utilização de conversores eletrônicos que controlam a velocidade de rotação dos geradores.

As duas topologias de conversores mais comuns aplicadas em turbinas eólicas com geradores síncronos são (SOARES, L. T. F., 2012):

- Conversor síncrono com retificador a diodos;
- Conversor síncrono com retificador a PWM .

A diferença entre essas duas topologias está na estrutura do CLG e são apresentadas nas Figuras 20a e 20b.

Figura 18 – Turbina eólica a velocidade variável com conversor de potência completo.



Fonte: Adaptado (ERNANO, A.J., 2014) .

Figura 19 – Características do sistema de geração eólica e as demandas impostas aos conversores de potência.



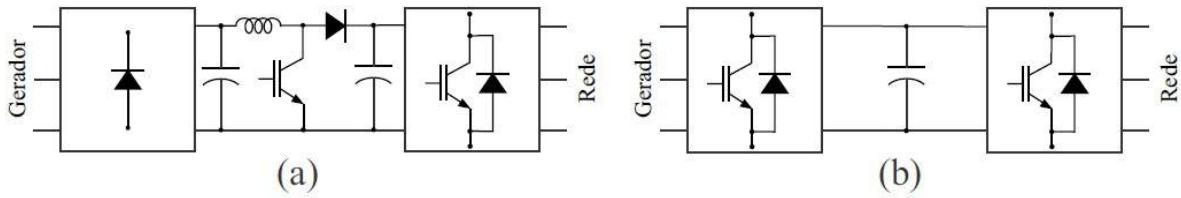
Fonte: Adaptado (ERNANO, A.J., 2014).

Na Figura 20a, o CLG é composto por um retificador trifásico a diodos mais um conversor CC/CC elevador de tensão tipo Boost e o CLR por um inversor trifásico a PWM. Essa topologia tem como principal característica a presença de dois barramentos CC, sendo o primeiro do lado do retificador e o segundo do lado inversor. O barramento CC do lado do retificador opera com tensão variável enquanto que o barramento CC do lado inversor opera com tensão constante. O conversor CC/CC boost tem a função de elevar e controlar a tensão do segundo barramento CC em função da velocidade de rotação do gerador síncrono. Essa topologia não permite o fluxo bidirecional de potência entre o gerador e a rede elétrica (SOARES, L. T. F., 2012; TEODORORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

A topologia com conversores síncronos e retificador a PWM, apresentada na Figura 20b, é composta por dois conversores PWM semelhantes compartilhando o mesmo barramento CC. O CLG opera como um retificador controlado e tem a função de controlar a velocidade da turbina, com a finalidade de manter a operação no ponto de máximo aproveitamento da potência mecânica incidente. O CLR tem o objetivo de controlar a tensão do barramento CC, através do escoamento da potência gerada para a rede, além de realizar a injeção ou absorção de potência reativa realizando o controle do fator de potência no ponto de acoplamento comum (BIN et al., 2011). Essa topologia permite o fluxo bidirecional e o controle total das potências ativa e reativa mesmo em elevadas velocidades de rotação, e é a tecnologia mais indicada para aplicações que envolvam geradores com conversor pleno (SOARES, L. T. F., 2012). Diante do exposto acima, a topologia abordada neste trabalho será a de conversores síncronos com retificador a PWM, cujo modelo é apresentado na Figura 21.

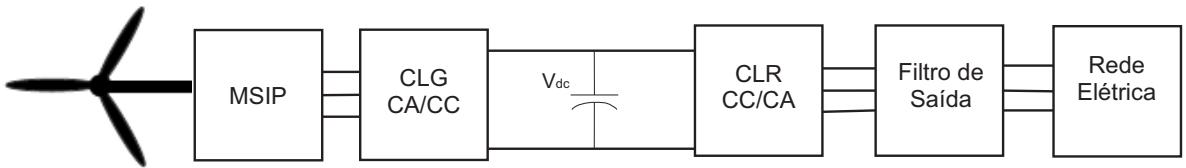
Esta topologia consiste em dois conversores síncronos compartilhando o mesmo barramento CC, onde o CLG é conversor trifásico controlado que opera como um retificador e o CLR é um conversor trifásico controlado que opera como um inversor. O gerador elétrico é

Figura 20 – Características dos conversores de potência.



Fonte: próprio autor.

Figura 21 – Topologia da turbina eólica com conversor pleno e MSIP.



Fonte: próprio autor.

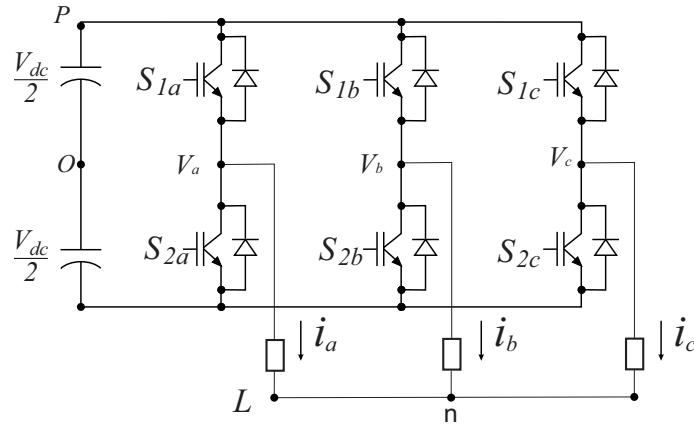
trifásico a imã permanente e a conexão do CLR com a rede elétrica é realizada através de um filtro saída. Os detalhes da topologia serão descritos ao longo desse capítulo.

3.5.2 Conversores Trifásicos

Conversores elétricos são dispositivos que convertem energia na forma de corrente alternada (lado CA) em energia na forma de corrente contínua (lado CC) e vice-versa com amplitude e frequência variável. Os conversores podem operar como retificador ou inversor, e isso depende do fluxo médio de potência entre o lado CA e o lado CC. Para operar como inversor, o fluxo médio de potência plena deverá fluir do lado CC para o lado CA, ou seja, mais energia terá que fluir do lado CC para o lado CA (TEODORORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011). No caso contrário ele opera como um retificador.

A Figura 22 apresenta um conversor trifásico convencional, operando como um inversor e alimentando uma carga trifásica equilibrada. O circuito de potência principal, responsável pela conversão de energia, é composto por três braços, um para cada fase. Cada braço é composto por duas chaves semicondutoras formadas por transistores de potência, neste caso IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) devido a sua capacidade de bloquear tensões da ordem de milhares de volts e permitir o fluxo de correntes da ordem de milhares de ampères, com diodos em anti-paralelo para garantir a bidirecionalidade das correntes circulantes na carga (i_a , i_b e i_c). A fonte de tensão primária é representada por dois capacitores com um alto valor de capacitância (BIN et al., 2011).

Figura 22 – Conversor Trifásico Convencional - Tipo fonte de Tensão.



Fonte: próprio autor.

As chaves semicondutoras de cada braço são ideais, suportam o fluxo bidirecional de corrente com capacidade de bloqueio unidirecional de tensão e os estados das chaves de cada braço são complementares. Deve-se levar em consideração que duas chaves pertencentes ao mesmo braço jamais devem conduzir ao mesmo tempo, pois ocorreria um curto-círcuito no barramento CC (BIN et al., 2011). Em um conversor real, quando ocorre a mudança de estados das chaves de um braço, há um intervalo de tempo da ordem de microssegundos em que ambas as chaves ficam abertas. Este tempo é chamado de tempo morto (AZEVEDO, 2011; TEODORORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

A equação que relaciona as tensões de fase, instantâneas, de saída do conversor com os estados das chaves:

$$\begin{pmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{pmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} S_{1a} \\ S_{1b} \\ S_{1c} \end{pmatrix} \quad (73)$$

Em cada período de chaveamento, os valores médios das tensões de fase são ajustados a partir da definição das razões cíclicas das chaves de cada braço. Os valores médios são iguais a sinais senoidais de referência com amplitude, frequência e ângulo de fase escolhidos pelo projetista. O valor da tensão fundamental de saída e o valor da frequência podem ser controlados utilizando-se uma técnica de modulação por largura de pulso (PWM), que é descrita na próxima seção.

3.5.2.1 Técnica de Modulação por Largura de Pulso

A modulação por largura de pulso (PWM) consiste em gerar pulsos periódicos com amplitude constante e largura variável. Onde a cada período de chaveamento, as tensões médias

de saída são controladas mantendo constante a frequência de chaveamento e a regulação dos valores das razões cíclicas, ou seja, as larguras de pulso (SENA,D.J.G., 2012).

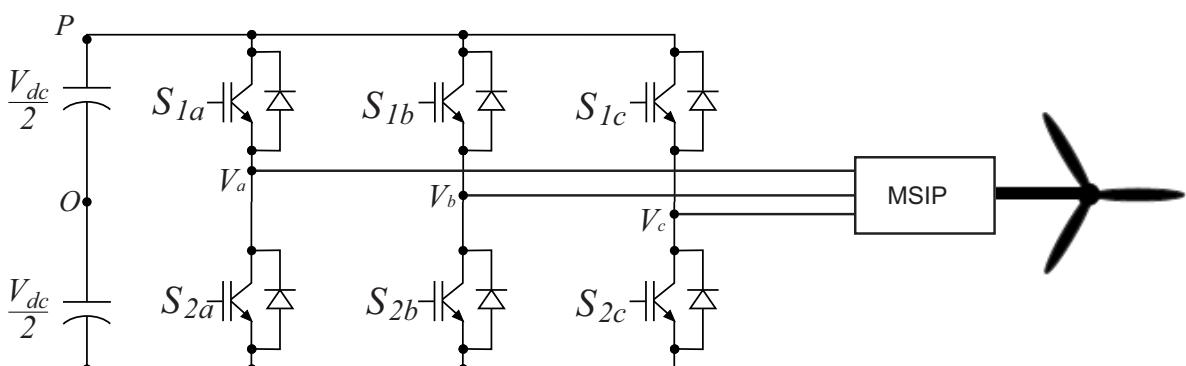
A técnica de modulação mais tradicional é a PWM senoidal, ela tem maior aplicabilidade em sistemas analógicos. Essa técnica consiste na comparação de sinais senoidais de referência (tensões de fase desejadas na saída do inversor) com um sinal de uma onda triangular simétrico, conhecido como onda portadora, cuja frequência de repetição é a frequência de chaveamento. O resultado da comparação gera vários pulsos que irão comandar as chaves dos inversores. A frequência e amplitude, que são compostas pelos valores médios do sinal de saída a cada período de chaveamento são determinadas pelo sinal de referência (SENA,D.J.G., 2012; BIN et al., 2011). Esta técnica é bastante simples de ser implementada, porém possui limitação quanto ao aproveitamento da tensão do barramento CC dos conversores trifásicos, que deve ser, no mínimo, o dobro da tensão de pico de cada fase.

3.5.3 Conversor do Lado do Gerador

A MSIP é conectada a rede através de conversores eletrônicos de potência a fim de permitir a operação à velocidade variável. A topologia apresentada neste trabalho foi a *back-to-back*, ou seja, um conversor trifásico conectado no lado do gerador (CLG) e um conversor trifásico conectado no lado da rede (CLR) operando no mesmo barramento CC. A implantação dessa topologia permite o controle das potências ativa e reativa nos dois lados do conversor.

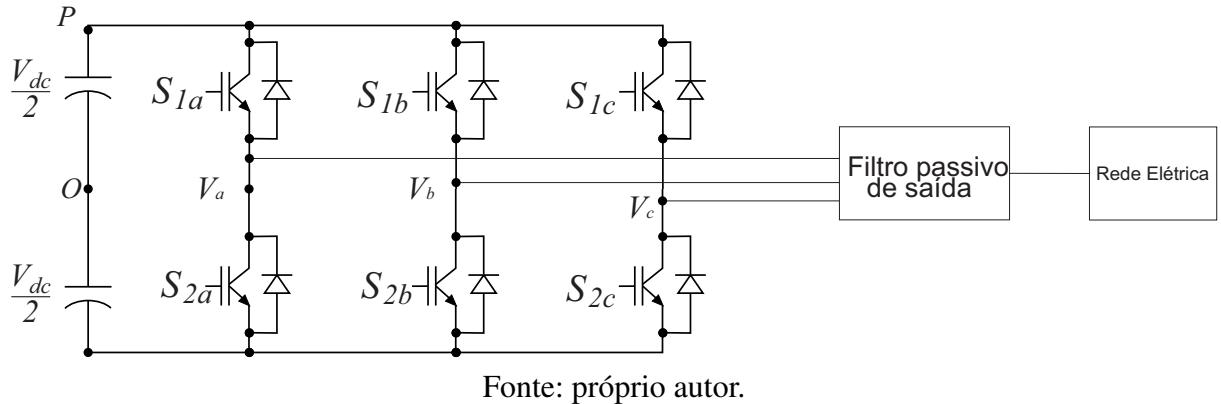
A Figura 23 mostra a configuração do CLG, que é um conversor trifásico composto por seis chaves semicondutoras (IGBT + diodo em anti-paralelo) formando três braços, em que cada braço é conectado a uma fase do gerador. O conversor opera como um retificador e tem a função de controlar a velocidade da turbina, assegurando a operação no ponto de máximo aproveitamento da potência mecânica disponível com a aplicação de MPPT (BIN et al., 2011; TEODORORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

Figura 23 – Conversor Trifásico Lado Gerador (CLG).



Fonte: próprio autor.

Figura 24 – Conversor Trifásico Lado da Rede (CLR).



3.5.4 Conversor do Lado da Rede

O CLR opera como um inversor e tem a função de controlar a tensão do barramento CC, ou seja, controlar a potência ativa entregue à rede, além de controlar o fator de potência no ponto de acoplamento comum, entre o CLG e o CLR, fornecendo ou absorvendo potência reativa. O CLR é conectado à rede elétrica através de um filtro passivo de saída LC que tem o objetivo de atenuar os harmônicos provocados pela comutação das chaves semicondutoras do conversor, conforme a Figura 24.

3.6 Controle Lado do Gerador

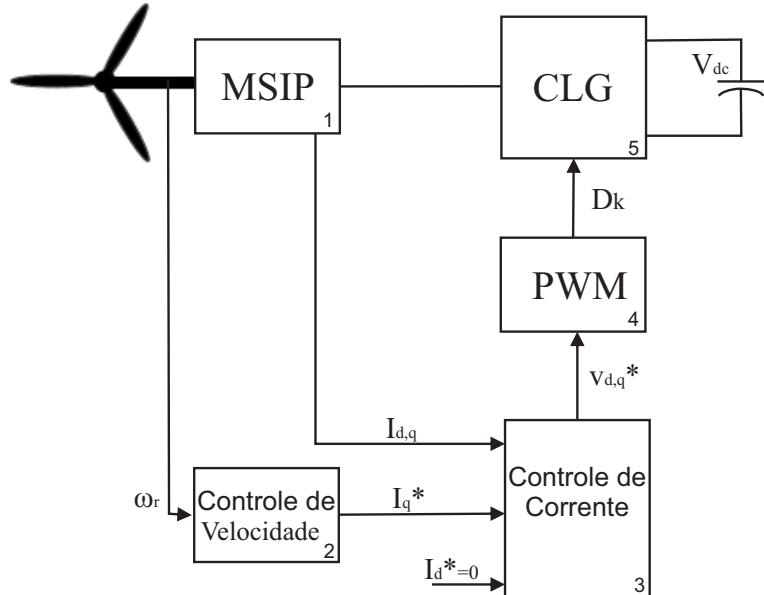
O sistema de controle apresentado neste trabalho, em linhas gerais, tem objetivo de extrair máxima potência elétrica para uma dada velocidade de vento e transferi-la, de forma eficiente, para a rede elétrica a qual o aerogerador está conectado.

O controle do conversor do lado do gerador tem por objetivo otimizar a potência extraída da turbina para quaisquer velocidades de vento ocorrente. A complexidade de implementação do controle em máquinas CA se deve ao fato de que as correntes trifásicas do estator afetam diretamente o fluxo e o conjugado eletromagnético da máquina, e a fim de atenuar essa complexidade o controle se torna mais eficiente quando se implementa o controle do fluxo e do conjugado eletromagnético de maneira separada.

É mostrado na Figura 25 a estrutura geral do controle do CLG. O bloco (1) contém a modelagem da máquina síncrona trifásica a imã permanente. O bloco (2) contém a malha mais externa de controle de velocidade. O bloco (3) contém a malha mais interna de controle de corrente que recebe as correntes de referência do bloco (2) e $I_d^* = 0$ e uma medição das correntes do estator da MSIP (bloco (1)), esse bloco é responsável em converter o erro de corrente do estator nas tensões de referência do conversor. O bloco (4) contém o PWM senoidal que recebe as tensões de referência e determinam as razões cíclicas das chaves semicondutoras do conversor

(bloco (5)) o qual é conectado diretamente na MSIP (bloco (1)).

Figura 25 – Estrutura geral do CLG.



Fonte: próprio autor.

3.6.1 Controle de Corrente

A MSIP é conectada diretamente ao CLG, onde a tensão de saída da máquina é igual a tensão no conversor. Baseada na informação o controle de corrente segue as equações (68) e (69), que são apresentadas no domínio da frequência, conforme a Figura 26. Logo:

$$I_d(s)sL_d = v_d + \omega_r L_q I_q(s) - r_s I_d(s) \quad (74)$$

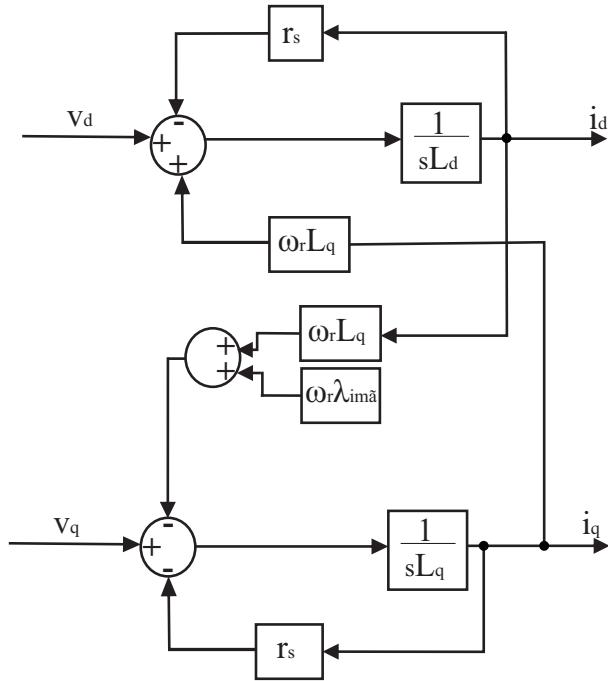
$$I_q(s)sL_q = v_q - \omega_r (L_d I_d(s) + \lambda_{im}) - r_s I_q(s) \quad (75)$$

Observa-se um termo de acoplamento entre o eixo direto e de quadratura, onde o mesmo pode ser compensada por uma ação *feedforward*, o qual permite anular alguns termos da expressão, obtendo o controle independente das correntes. É mostrado na Figura 27 o diagrama de blocos do controle do eixo direto e eixo de quadratura.

O erro de corrente entre a referência e a corrente real é passado por um ganho proporcional integral, gerando o sinal de tensão de referência para o PWM, como mostrado na Figura 27.

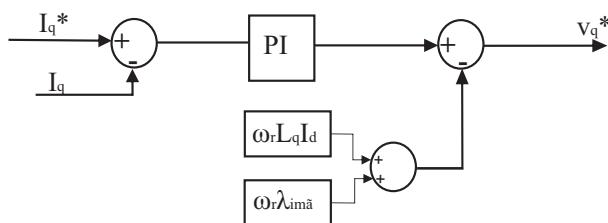
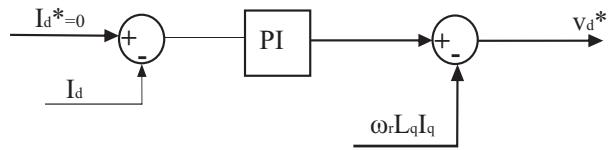
Para determinação dos ganhos k_p e k_i do controlador PI, utiliza-se a função de transferência do sistema:

Figura 26 – Diagrama de blocos MSIP.



Fonte: próprio autor.

Figura 27 – Diagrama de blocos do controle de corrente CLG.



Fonte: próprio autor.

$$\frac{I_{dq}(s)}{I_{dq} * (s)} = \frac{(k_p s + k_i)}{(s^2 L + (R + k_p)s + k_i)} \quad (76)$$

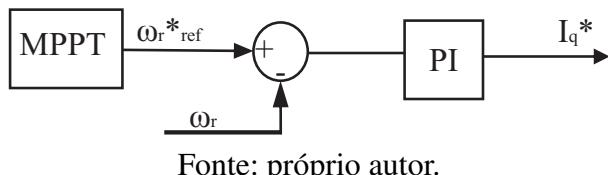
Portanto, conhecidos $L=1\text{mH}$ e $R=0,01\text{ Ohm}$ é possível determinar k_p e k_i de forma a atender um determinado critério de desempenho. O critério adotado será apresentado na seção do controle de corrente do CLR.

3.6.2 Controle de Velocidade

O controle de velocidade é realizado através de uma malha externa. O sinal de referência de velocidade mecânica vem do MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) de forma a garantir que a turbina eólica opere em seu ponto ótimo.

Utilizando um controlador com ganho proporcional-integral, o erro entre a velocidade mecânica de referência e a velocidade real do gerador gera a corrente de eixo em quadratura de referência, e essa, controlada, levará a velocidade ao valor de referência, como mostrado na Figura 28.

Figura 28 – Diagrama de blocos do controle de velocidade CLG.



Fonte: próprio autor.

3.7 Métodos MPPT

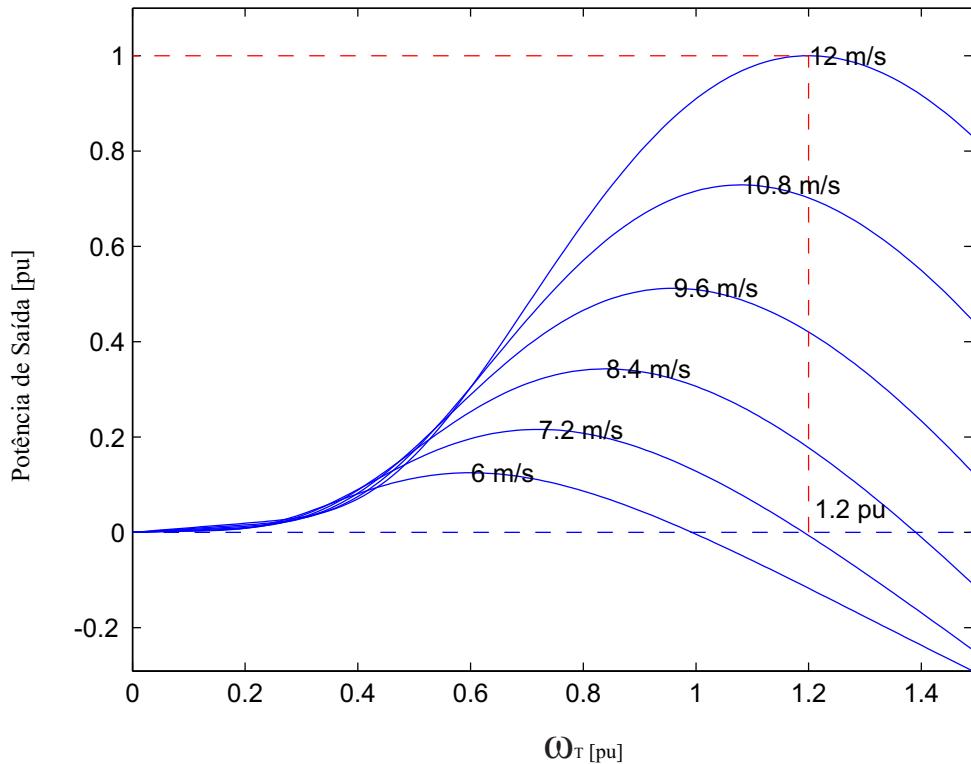
A função de extração de potência apresenta um único máximo para toda a gama de velocidades rotóricas (com uma velocidade de vento fixa) sendo que neste máximo o *tip speed ratio* apresenta o seu valor ótimo, que é característico e fixo para um determinado modelo de turbina.

A Figura 29 apresenta curva de potência em função da velocidade angular turbina, onde para cada velocidade do vento existe um ponto de máxima potência. As características de extração de potência do vento tornam-se importantes na medida em que a velocidade do vento é uma variável inconstante e por isso é necessária uma atuação constante na velocidade de rotação da turbina para que esta velocidade estabeleça sempre o seu máximo ponto transferência de potência.

Os métodos de MPPT são classificados em duas categorias, uma com conhecimento dos parâmetros característicos da turbina e a outra sem o conhecimento dos parâmetros característicos da turbina. No último caso, o seguimento do máximo ponto de potência é feito através de métodos iterativos. Na Figura 30 é apresentada essa classificação em mais detalhes. Métodos baseados nos parâmetros da turbina requerem o conhecimento de diferentes parâmetros e a medição de grandezas diferentes, como velocidade de rotação, velocidade do vento e o conjugado (ABDULLAH, 2012).

Dessa forma, se for usado o controle de potência para manter a turbina no seu máximo, tipicamente é necessária a medição da velocidade de rotação e da potência de saída do gerador,

Figura 29 – Curva de Potência em Função da Velocidade.



Fonte: próprio autor.

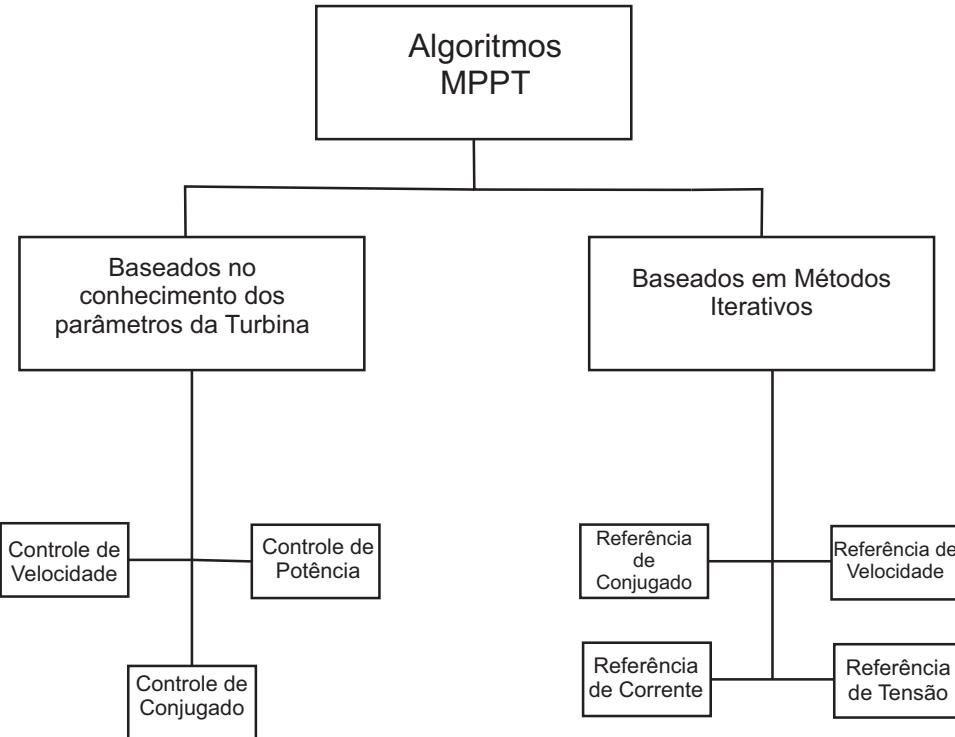
para além do conhecimento da curva característica de potência da turbina. Se for usado controle por velocidade será necessário o conhecimento do *tip speed ratio* ótimo (a partir da curva C_p), a medição da velocidade do vento e da velocidade de rotação. Se for usado o controle do conjugado é necessário o conhecimento do coeficiente de extração de potência máximo e a realimentação da velocidade de rotação e do conjugado desenvolvido pela máquina (KOT, 2013).

No controle por velocidade, um controlador PI gera o sinal de referência de torque eletromagnético que atua sobre a velocidade do eixo da MSIP. Esta velocidade, juntamente com a velocidade do vento, define a potência produzida pela turbina. A potência entregue à rede e a velocidade do eixo da MSIP podem ser usados pelo algoritmo MPPT para determinar a velocidade de referência para o controle de velocidade, conforme mostrado na Figura 31.

3.7.1 Tabela de Busca

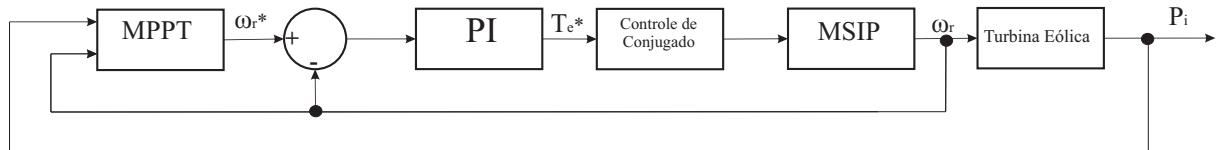
A tabela de busca (*Lookup Table*) é um método baseado na construção de uma tabela que relaciona a velocidade de vento com a velocidade de rotação ótima que resulta na máxima potência de saída da turbina, a tabela é obtida pela curva da velocidade do vento com a velocidade ótima de rotação para obtenção do máximo ponto de potência, conforme a Figura 32. Os dados da tabela podem se obtidos por meio de resultados experimentais levando em consideração as características da turbina. É um método simples e que requer uma capacidade de processamento

Figura 30 – Classificação dos métodos de MPPT.



Fonte: próprio autor.

Figura 31 – Diagrama de Blocos do Controle de Velocidade.

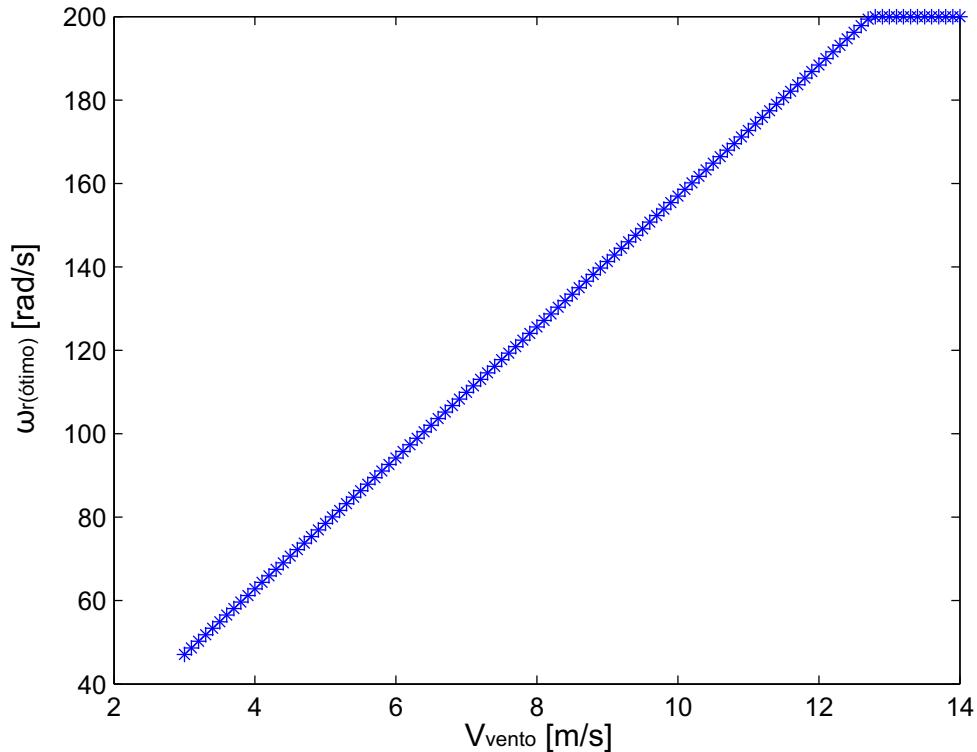


Fonte: próprio autor.

baixa o que representa uma grande vantagem. As desvantagens residem no fato da necessidade de usar um sensor para a medição da velocidade do vento com precisão (KOT, 2013; ABDULLAH, 2012).

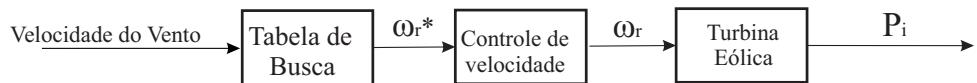
Outra desvantagem do método é a dependência do conhecimento dos parâmetros da turbina, que limita a sua flexibilidade, os parâmetros não podem ser determinados com grande precisão variando com o tempo e condições atmosféricas. A Figura 33 mostra o diagrama de blocos simplificado de um sistema eólico baseado em tabela de busca, baseado na curva ue relaciona a velocidade de vento com a velocidade ótima.

Figura 32 – Curva Velocidade do vento x Velocidade de rotação ótima .



Fonte: próprio autor.

Figura 33 – Diagrama de blocos simplificado do método Tabela de Busca.



Fonte: próprio autor.

3.7.2 Perturba e Observa

O Perturba e Observa P&O é um método baseado na pesquisa do ponto local de funcionamento ótimo dado uma determinada função (KOT, 2013). Neste caso, deseja-se encontrar o ponto de operação ótimo da potência extraída de uma turbina eólica para maximizar sua extração de potência.

O algoritmo P&O funciona pela perturbação de uma determinada variável de controle, variando o seu valor de uma pequena quantidade (variação fixa), e observando o efeito dessa variação na função objetivo a otimizar (OSAYD, B.; ESAM,A., 2014). O elevado tamanho de passo irá causar uma variação rápida na velocidade para atingir o ponto ótimo de operação do método, no entanto ocorre uma redução da eficiência do sistema devido ao aumento do oscilação em torno do MPPT. Com a diminuição do tamanho do passo ocorre uma variação lenta na velocidade de conversão do método de tal forma a aumentar a eficiência do sistema, reduzindo a

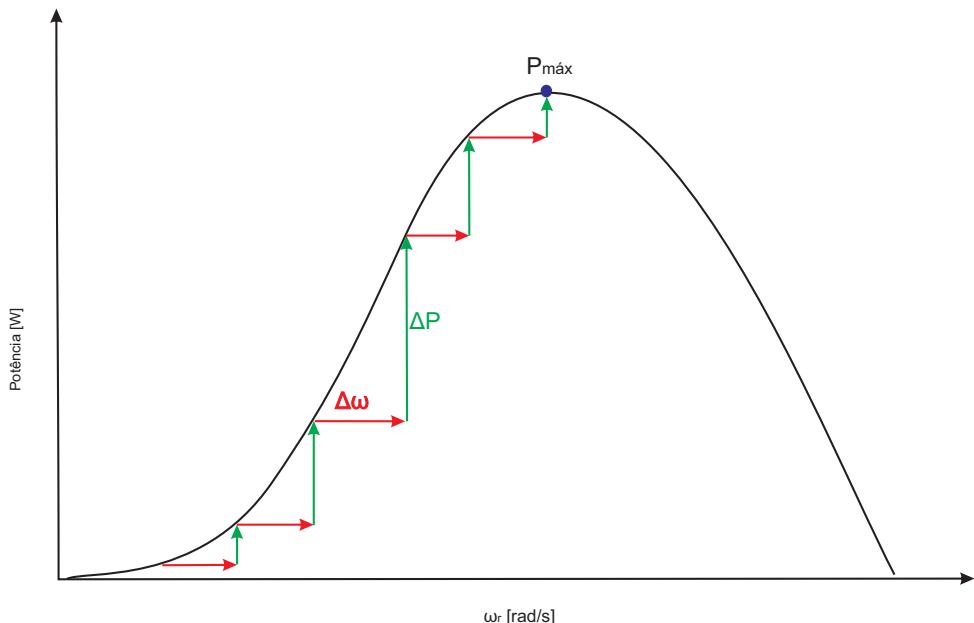
oscilação em torno do MPPT.

A definição da variável de controle a perturbar, bem como a função objetivo, são flexíveis. Pode-se optar por perturbar a velocidade e observar a potência mecânica desenvolvida, ou optar pela perturbação de alguma das variáveis de controle do inversor, isto é, sua tensão de entrada, corrente de entrada ou *duty cycle*, e observação da potência de saída do gerador. Neste trabalho, a variável a ser perturbada será a velocidade de rotação e a variável a ser observada será a potência de saída do gerador.

A Figura 34 mostra a convergência do método para o ponto de máxima potência da turbina com a perturbação da velocidade e observação da potência elétrica desenvolvida. Neste caso o ponto de operação encontra-se à esquerda do máximo ponto de potência, logo, como o aumento da velocidade se traduz num aumento da potência, a velocidade continua a ser aumentada até que isto não se verifique, ou seja, quando é atingido o máximo ponto de operação. O mesmo deve acontecer quando o ponto de operação se encontra do lado direito do ponto de máxima potência, sendo que neste caso é a diminuição da velocidade da turbina que se traduz num aumento da potência. O fluxograma do algoritmo P&O é mostrado na Figura 35.

A vantagem da aplicação desse método é a não necessidade do conhecimento dos parâmetros característicos da turbina, tornando o método flexível para aplicação em diferentes tipos de turbina. É um método simples de implementar e não necessita da medição da velocidade do vento, o que acarreta em uma redução de custos. No entanto, existem considerações importantes quanto a sua operação. Quando o algoritmo é sujeito a rápidas variações de vento,

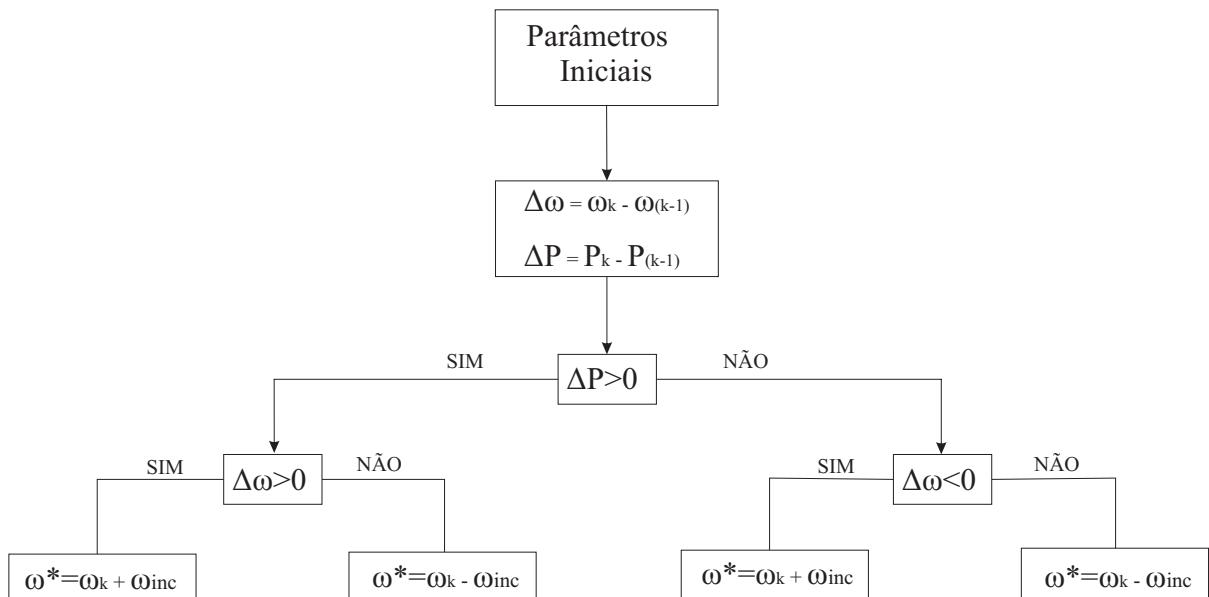
Figura 34 – Convergência do método (P&O).



Fonte: próprio autor.

pode existir falhas no máximo ponto de operação em turbinas de média e elevada inércia devido à tempo de resposta da turbina quando sujeita ao comando de velocidade. Outra fonte de erro é a falta de distinção entre a causa de variação de potência na saída, se foi uma perturbação proveniente do algoritmo ou resultante de uma variação do vento.

Figura 35 – Algoritmo de funcionamento do método (P&O).



Fonte: próprio autor.

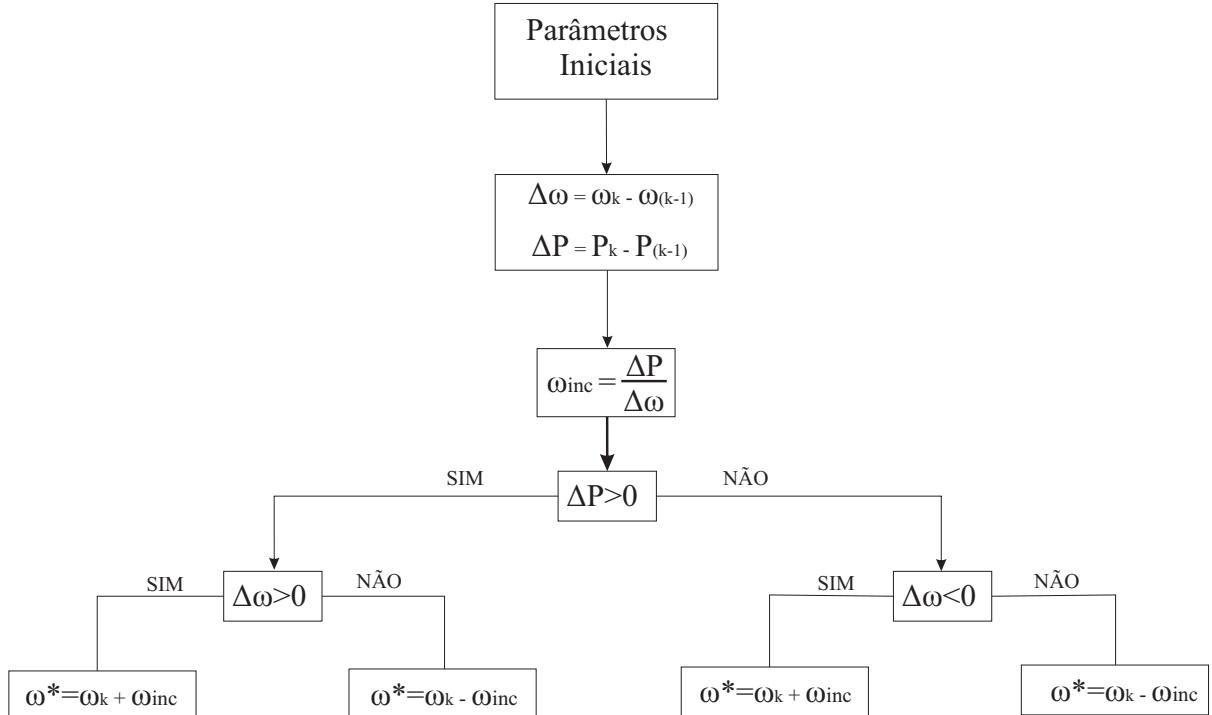
3.7.3 Perturba e Observa com passo Dinâmico

O método Perturba e Observa com passo dinâmico $P\&O_{din}$ é uma variação do P&O tradicional em que o passo, ou incremento, da variável a ser perturbada muda a cada iteração. Com o passo dinâmico é possível acelerar a resposta quando a velocidade ótima está longe da referência e também é possível diminuir o erro em regime permanente, de maneira a aumentar a eficiência relativamente ao $P\&O$ com passo fixo (FRANCISCO, C.M.M, 2012).

O fluxograma do algoritmo de funcionamento desse método é apresentado na Figura 36. O incremento é proporcional a derivada da curva no ponto atual, onde valor é atualizado conforme o ponto de operação se encontra mais próximo ou mais afastado do ponto ótimo de funcionamento. Assim, quando o ponto de funcionamento está mais afastado do seu ponto ótimo, a perturbação é maior para garantir uma maior velocidade de convergência, ao passo que, quando o máximo local está próximo, o passo de perturbação é reduzido para proporcionar um aumento da eficiência e uma redução da oscilação em torno do máximo. O tamanho do passo é continuamente reduzido com a proximidade ao o ponto máximo de funcionamento, até que se aproxima de zero, fazendo com que o ponto de funcionamento coincida com o ponto máximo de extração de potência. Para evitar transitórios indesejados e instabilidades no sistema, com

o incremento dinâmico, o incremento deve ser saturado entre um determinado valor mínimo e máximo.

Figura 36 – Algoritmo de funcionamento do $P\&O_{din}$.



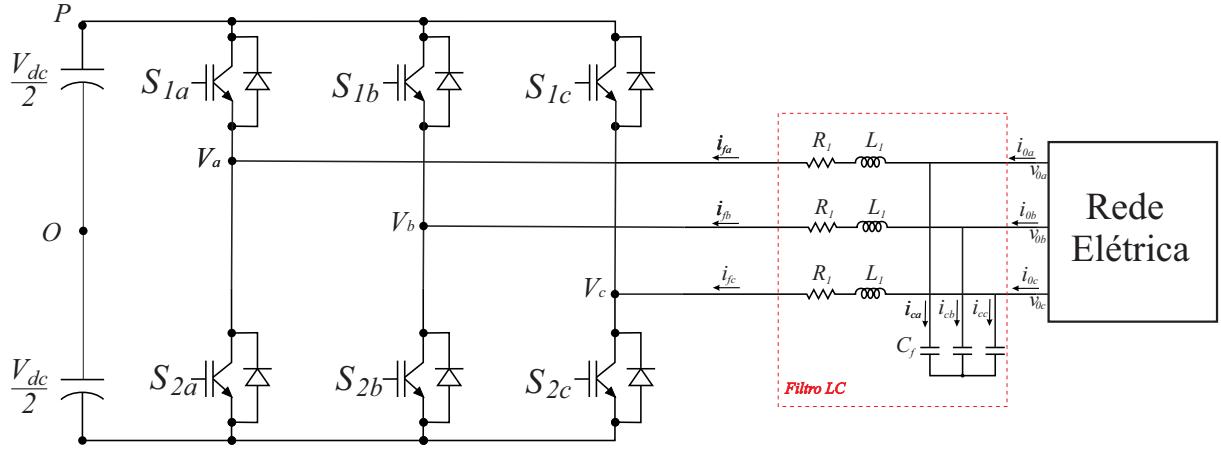
Fonte: próprio autor.

3.8 Controle Lado da Rede

O sistema de controle do lado da rede tem por objetivo promover o controle da tensão do barramento CC e a potência reativa no lado da rede (AZEVEDO, 2011), onde na ocorrência de uma variação da potência fornecida pelo conversor do lado do gerador, essa variação possa ser repassada integralmente à rede elétrica. Para modelagem do sistema de controle, as grandezas do sistema trifásico foram transformadas para o referencial $dq0$. Por meio deste artifício matemático, as grandezas apresentam valores contínuos, permitindo aos controladores de ação proporcional e integral, que são que são empregados para garantir estabilidade, rapidez e precisão, de sistemas em malha fechada, uma adequada operação em regime permanente. Já em regime transitório, os controladores de ação proporcional e integral acrescentam-se pólos ao sistema tendendo a desestabilizá-lo, e com isso aumentar o tempo de acomodação.

No controle do lado da rede existem duas malhas de controle, a interna e a externa. A malha de controle de corrente é a malha interna e possui dinâmica mais rápida em relação a malha de controle da tensão do barramento CC e controle de potência reativa que é a malha externa. De uma forma geral, os controladores são utilizados para controlar o fluxo de potência,

Figura 37 – Modelo do CLR com Filtro LC na saída.



Fonte: próprio autor.

ativa e reativa, à rede elétrica, e em casos mais específicos, o controle de qualidade da energia no ponto de acoplamento comum (PAC). Na Figura 37 é mostrado o modelo do CLR conectado a rede elétrica.

A principal função do filtro de saída LC é diminuir os harmônicos de alta frequência causados pela comutação das chaves do conversor. Para evitar grande queda de tensão na indutância L_1 do filtro e o consumo de energia reativa, o filtro deve ser pequeno. Considerando essas características, a principal vantagem é que a corrente no capacitor pode ser desprezada e com isso a corrente que circula pelo filtro LC é igual a corrente que circula na rede, logo $i_a = i_{0a}$.

O modelo que relaciona as tensões e correntes no CLR, é dado por:

$$[\vec{V}_{0abc}] = [R_l][\vec{I}_{abc}] + [L_l] \frac{d[\vec{I}_{abc}]}{dt} + \vec{V}_{iabc} \quad (77)$$

Aplicando 41 a 77, o modelo do sistema em referencial síncrono é descrito por:

$$[\vec{V}_{0dq0}] = [R_l][\vec{I}_{fdq0}] + [L_l] \frac{d[\vec{I}_{fdq0}]}{dt} + \omega_r [L_l][\vec{I}_{fdq0}] + \vec{V}_{idq0} \quad (78)$$

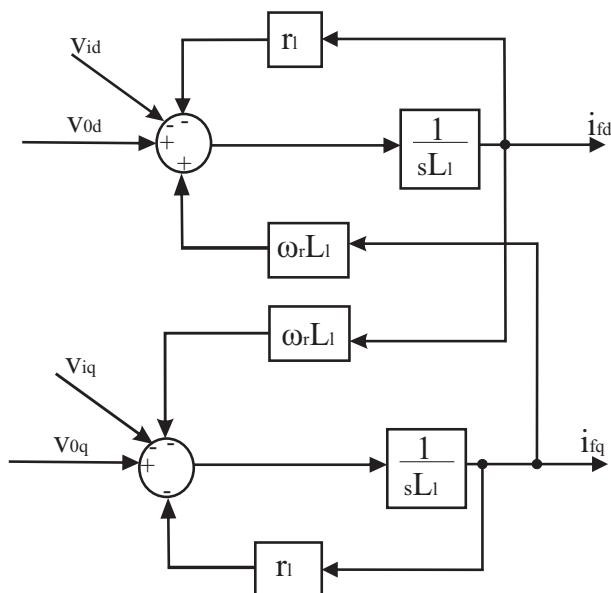
Observa-se, pela equação 78, o acoplamento cruzado entre os eixos d e q . O acoplamento decorre devido as componentes de corrente em um dado eixo, girando a velocidade síncrona produzem uma componente de tensão na direção do eixo complementar. Uma vez que os valores de corrente e tensão são grandezas medidas no próprio sistema, a partir do valor da indutância e da resistência LR, os ramos de acoplamento entre os eixos d e q podem ser compensados. As correntes de saída do CLR são representadas de acordo com a equação 78, onde separando as componentes de eixo direto e eixo de quadratura obtem-se:

$$v_{0d} = r_l i_{fd} + L_l \frac{di_{fd}}{dt} - \omega_r [L_l][i_{fq}] + v_{id} \quad (79)$$

$$v_{0q} = r_l i_{fq} + L_l \frac{di_{fq}}{dt} + \omega_r [L_l][i_{fd}] + v_{iq} \quad (80)$$

As equações 79 e 80 são representadas no domínio da frequência, conforme o diagrama de blocos da Figura 38

Figura 38 – Diagrama de blocos CLR.



Fonte: próprio autor.

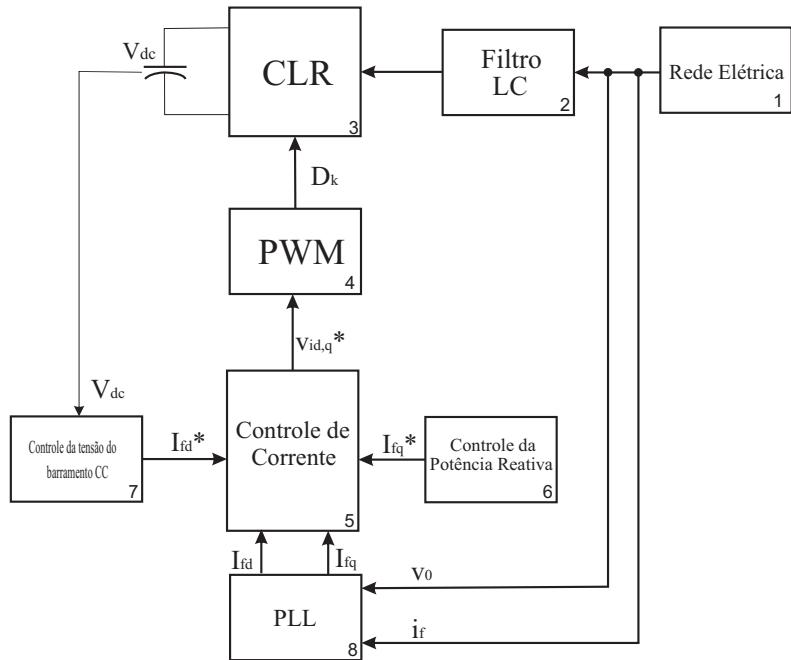
O objetivo é realizar o controle da potência de modo a regular a tensão do barramento CC e impor o valor da potência reativa, dessa forma pode-se promover o desacoplamento entre os eixos d e q utilizando o referencial síncrono orientado pelo vetor tensão da rede, logo a componente de eixo q torna-se nula. Com essa consideração, a potência ativa instantânea e a potência reativa instantânea que fluem através do CLR são escritas em referencial síncrono (SENA,D.J.G., 2012):

$$P_f = \frac{3}{2} v_{0d} i_{fd} \quad (81)$$

$$Q_f = -\frac{3}{2}v_{0d}i_{fq} \quad (82)$$

Ao desprezar as perdas no conversor, a diferença entre a energia entregue pelo gerador ao conversor e a energia entregue pelo conversor à rede é armazenada no capacitor do barramento CC. Assim, a potência ativa entregue à rede é mantida igual à potência gerada realizando-se o

Figura 39 – Estrutura geral do CLR.

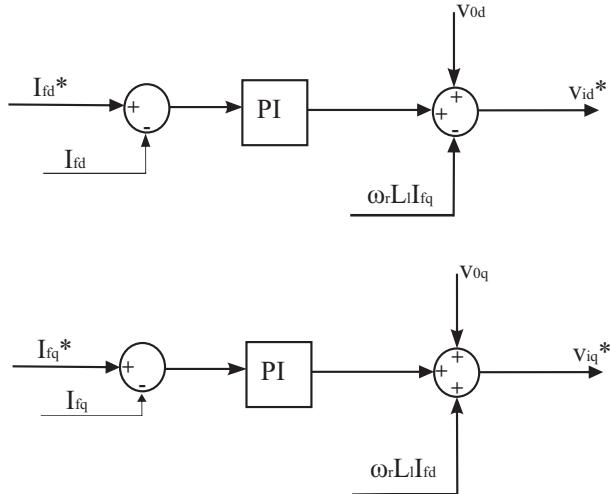


Fonte: próprio autor.

controle da tensão do barramento CC. Verifica-se que uma grandeza adequada para o controle da potência ativa injetada na rede é a corrente de eixo direto. É importante perceber que a falta de controle da tensão do barramento CC fixa, significa forçar a injeção imediata na rede de toda a potência gerada. Assim, todas as oscilações de potência gerada devidas às variações na velocidade do vento apareceriam na potência injetada na rede. Logo, com o objetivo de realizar um controle independente, basta controlar as correntes de eixo direto (i_d) e eixo em quadratura (i_q), o controle dessas grandezas promovem também controle da potência ativa e reativa do sistema.

É mostrado na Figura 39 a estrutura geral do controle do CLR. O bloco (8) contém o PLL que é usado para calcular o ângulo da tensão da rede, que utilizano nas transformações em coordenadas dq0. Os blocos (7) e (6) contém as malhas mais externas responsáveis pelo controle da tensão do barramento CC e da potência reativa. O bloco (5) contém as malhas mais internas de controle de corrente que recebe as referências de corrente dos blocos (7) e (6) e a medição das correntes da rede. O bloco (4) contém o PWM que recebe as tensões de referência do bloco (5) e determina as razões cíclicas de trabalho das chaves semicondutoras do conversor (bloco (3)). O bloco (3) contém o filtro passivo LC responsável pela conexão do conversor à rede elétrica (bloco (1)).

Figura 40 – Diagrama de blocos do controle de corrente CLR.



Fonte: próprio autor.

3.8.1 Controle de Corrente

Os valores de corrente e tensão medidas no lado CA do CLR, são as parcelas de acoplamento entre os eixos coordenados que podem ser compensadas através de uma ação *feedforward*, permitindo um desacoplamento entre os eixos e um controle independente das correntes. É mostrado na figura 40 o diagrama de blocos do controle da corrente do eixo direto e eixo de quadratura.

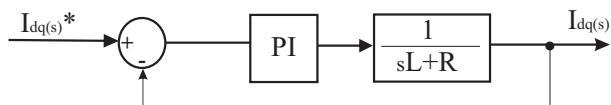
A Figura 40 mostra o diagrama de blocos do controle de corrente do CLR, onde o erro de corrente entre a referência e a corrente real passa por um ganho proporcional integral, gerando o sinal de tensão de referência para o PWM.

Para determinação dos ganhos k_p e k_i do controlador PI pode ser usado o sistema simplificado, obtido após as compensações *feedfowards*, mostrado na Figura 41. A função de transferência deste sistema é:

De acordo com o modelo da Figura 41, obtém-se a função transferência associada :

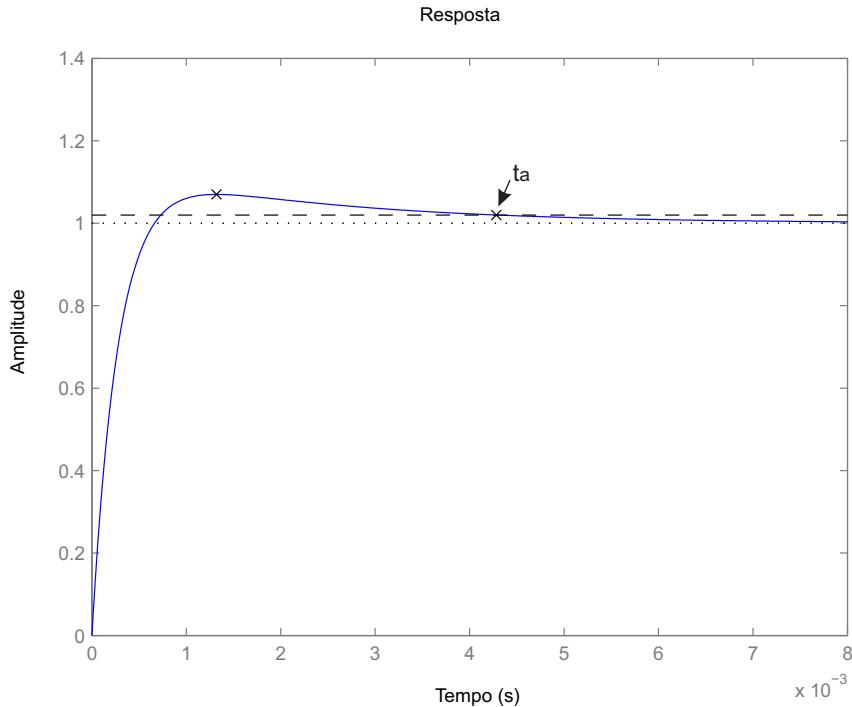
$$\frac{I_{dq}(s)}{I_{dq}*(s)} = \frac{(k_p s + k_i)}{(s^2 L + (R + k_p)s + k_i)} \quad (83)$$

Figura 41 – Sistema simplificado do controle de Corrente CLR.



Fonte: próprio autor.

Figura 42 – Resposta da função transferencia, equação 83



Fonte: próprio autor.

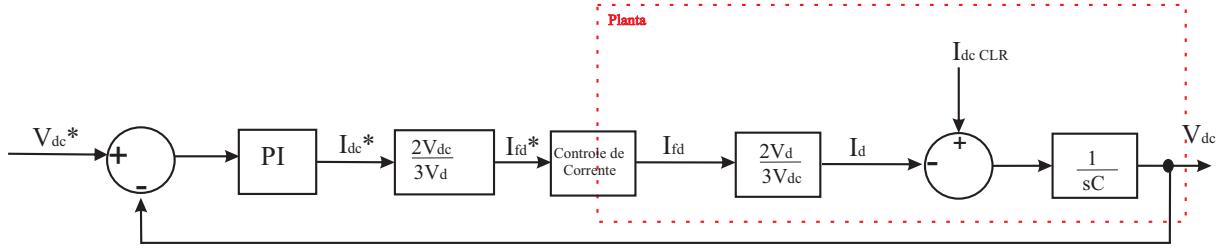
Portanto, conhecidos $L=1 \text{ mH}$ e $R=0,01 \text{ ohm}$ é possível determinar k_p e k_i de forma a atender um determinado critério de desempenho. O critério adotado foi um sobresinal em torno de 10% ($M_p = 10\%$) e um tempo de acomodação em torno de um quarto de ciclo da fundamental ($t_s = 4,2 \text{ ms}$) para a resposta ao degrau. A partir destes critérios, foi escolhido $k_p = 4$ e $k_i = 1665$. A resposta ao degrau para estes valores é mostrada na Figura 42 em que é observado um sobresinal de 7% e um tempo de acomodação de 4,3 ms.

3.8.2 Controle da Tensão do Barramento CC

A malha de controle da tensão do barramento CC deve possuir uma dinâmica mais lenta do que a malha de corrente para desacoplar a dinâmica destas duas grandezas. Ela deve ser dimensionada de modo que o inversor possa absorver todo o fluxo de potência vindo do gerador.

Desconsiderando as perdas, a potência ativa proveniente do gerador, que é injetada no barramento CC, é igual a potência transferida para a rede pelo CLR somada com a potência armazenada no capacitor do barramento CC. Dessa forma, se a tensão do barramento CC for controlada para se manter constante, toda a potência ativa que vem do CLG é automaticamente transferida para a rede. O controle da tensão do barramento é feito por meio da corrente de eixo direto do sistema, deve-se utilizar um fator de proporcionalidade entre esta corrente e a corrente contínua na entrada do CLR. Logo:

Figura 43 – Diagrama de blocos do controle da tensão do barramento CC



Fonte: próprio autor.

$$P_{CC} = P_{CA} \quad (84)$$

$$v_{dc} i_{dc} = \frac{3}{2} v_{0d} i_{fd} \quad (85)$$

$$\frac{i_{dc}}{i_{fd}} = \frac{3}{2} \frac{v_{0d}}{v_{dc}} = K_{conversor} \quad (86)$$

É mostrado na figura 43 o diagrama de blocos do controle da tensão bo barramento CC.

De acordo com o modelo simplificado aresentado na Figura 43, obtém-se a função transferênciia associada:

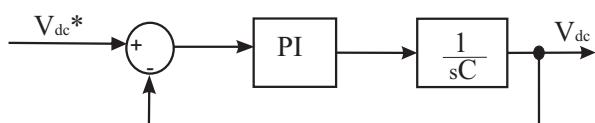
$$\frac{V_{dc}(s)}{V_{dc}*(s)} = \frac{(k_p s + k_i)}{(s^2 C + (k_p)s + k_i)} \quad (87)$$

Onde os valores dos ganhos k_p e k_i variam de acordo com o tempo de subida (t_r) e o tempo de pico (t_p) da resposta, como no critério utilizado no controle de corrente CLR.

3.8.3 Controle da Potência Reativa

A potênciia reativa injetada na rede pelo CLR é proporcional à corrente de eixo em quadratura i_{f_q} . A corrente do eixo de quadratura tem a função de controlar a potênciia reativa para o sistema elétrico. A estratégia adotada não realiza o controle, visando a compensação de potênciia reativa para o sistema. Dessa forma, a referênciia de corrente em eixo de quadratura é dada como nula.

Figura 44 – Sistema simplificado do controle da tensão do barramento CC

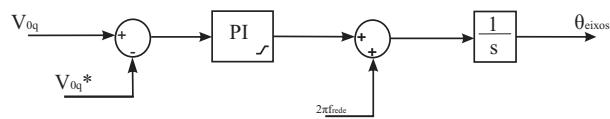


Fonte: próprio autor.

3.8.4 Phase Locked Loop - PLL

O PLL (*Phase locked loop*) é utilizado para estimar o ângulo do vetor tensão no PAC, possibilitando o controle da potência ativa proveniente da geração eólica. O PLL detecta o ângulo através de uma malha de controle utilizando um controlador PI. O princípio de funcionamento do PLL consiste no controle da componente de tensão de eixo em quadratura da rede v_{0q} em zero (SENA,D.J.G., 2012). O erro entre a tensão de eixo em quadratura de referência e a tensão medida passa por um controlador PI. A saída deste controlador produz uma variação de frequência que é somada à frequência nominal da rede onde integral deste sinal é o ângulo do vetor tensão da rede. Esse rastreamento pode ser baseado na geração de sinais em quadratura, utilizando a transformada em coordenadas de Park. Pode-se vê na Figura 45 o diagrama de blocos do controle PLL.

Figura 45 – Diagrama de blocos do controle PLL



Fonte: próprio autor.

4 Comparação dos Métodos MPPT

É apresentado neste capítulo uma comparação entre os métodos utilizados para extração da máxima potência em uma turbina eólica que emprega a topologia MSIP. A uma dada velocidade do vento, a energia mecânica disponível extraída da turbina eólica é uma função da sua velocidade rotacional do eixo. A finalidade dos métodos MPPT é controlar a potência máxima da MSIP ajustando a velocidade do eixo da turbina.

O capítulo também tem o objetivo apresentar os resultados e simulações do modelo da turbina eólica com gerador síncrono a ímã permanente, para testes e validações das respostas o gerador alimenta uma carga RL trifásica. É mostrado o comportamento dinâmico do sistema frente a variações do vento e com implementação dos métodos MPPT citados no capítulo 3. As simulações foram realizadas com o programa *MATLAB/SIMULINK* utilizando a ferramenta *Sim Power Systems*.

Os desempenhos dinâmicos dos geradores síncronos são bastante diferentes, pois para cada projeto específico existe uma particularidade, onde cada projeto pode ter sua própria estratégia de controle. Por esta razão, são necessários modelos adequadamente confiáveis para representação do desempenho nas simulações dinâmicas do sistema (SENA,D.J.G., 2012). No medelo em estudo, será feita a análise do sistema eólico frente a variações do vento e tambem com tipos diferentes de MPPT conectados no CLG. O objetivo é mostrar, o funcionamento da máquina perante a implementação do MPPT P&O e $P\&O_{din}$, e consequentemente indicar aquele que apresenta melhor eficiencia.

Tendo como objetivo a instalação de sistemas eólicos, os critérios estabelecidos devem ser claros e confiáveis. De maneira geral, deve-se preservar a estabilidade do sistema e a qualidade da energia elétrica gerada, garantindo de forma satisfatória a confiabilidade, conformidade e continuidade da energia disponível. Desta forma, estudos específicos devem ser realizados para garantir alto desempenho, em conformidade com as normas de referência internacionais. O baixo rendimento do sistema eólico se deve ao fato do baixo desempenho dos sistemas de controle empregados, ocasionando uma alta instabilidade do sistema quando conectado a rede elétrica.

Todo processo de análise da conexão dos aerogeradores à rede elétrica deve ser regido por um criterioso processo de simulação de vários tipos de situação e contingência para a segurança da operação do sistema elétrico. O desempenho do sistema apresentado neste trabalho dependerá dos controles e dos métodos MPPT implementados visando a extração de máxima potência. Neste trabalho só será analisado a dinâmica da máquina perante a disturbios no vento, ficando a nálise perante faltas na rede, surtos atmosféricos como solução para trabalhos futuros.

O rendimendo dos métodos P&O e $P\&O_{din}$, serão avaliados considerando o método de tabela de busca como o referêcia, por ser o método mais implementado nos sistemas eólicos e

por apresentar um erro muito próximo do zero.

Nesta etapa são apresentados os resultados da simulação do sistema com a aplicação de um degrau e uma rampa na velocidade do vento, de 8 m/s a 12 m/s. Visando comparar o desempenho da turbina, foram implementados, de forma individual, os três métodos MPPT citados anteriormente.

4.1 Tabela de Busca

4.1.1 Degrau na velocidade do vento

A aplicação de um degrau no vento (Figura 46a) incidente sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação de forma proporcional da velocidade do gerador (Figura 46b). O valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo, igual a zero, fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado.

O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 46b), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. Para elevação de sua velocidade o gerador consome uma potência menor para produzir um conjugado eletromagnético que se subtraia ao conjugado de carga, de forma a fornecer um conjugado adequado à aceleração proposta.

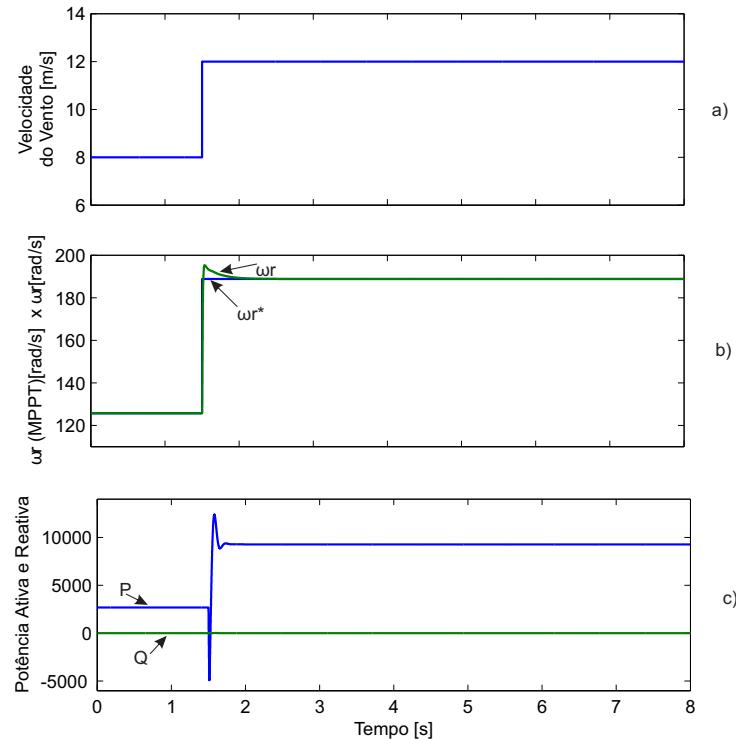
Dependendo da intensidade do distúrbio de vento, para acompanhar a referência de velocidade a máquina pode até operar transitoriamente como motor (Figura 46c). A notação de motor adotada na modelagem da máquina, o sinal da potência ativa é negativo, mas no modelo a grandeza passa por um ganho negativo somente para critério de medição tornando a grandeza positiva. A potência reativa entregue pelo CLR ao sistema é nula, com a implementação do controle em zero da potência reativa no sistema lado da rede, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 46c).

Sabe-se que a tensão do barramento CC está relacionada com a transferência de potência entre a MSIP e o sistema elétrico através do CLR. Verifica-se uma discreta redução de aproximadamente 14% da tensão nominal (650V)no inicio do transitório relativo a mudança da velocidade do vento e um aumento de aproximadamente 14% da tensão nominal no fim do transitório do referido barramento (Figura 47a). Observa-se as correntes de eixo direto (Figura 47b) e a do eixo em quadratura (Figura 47c) em referencial orientado, onde pode ser visto o bom desempenho do controlador de corrente (Figura 47c).

4.1.2 Rampa na velocidade do vento

A aplicação de uma rampa no vento (Figura 48a) incidente sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação de forma proporcional da velocidade do gerador

Figura 46 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

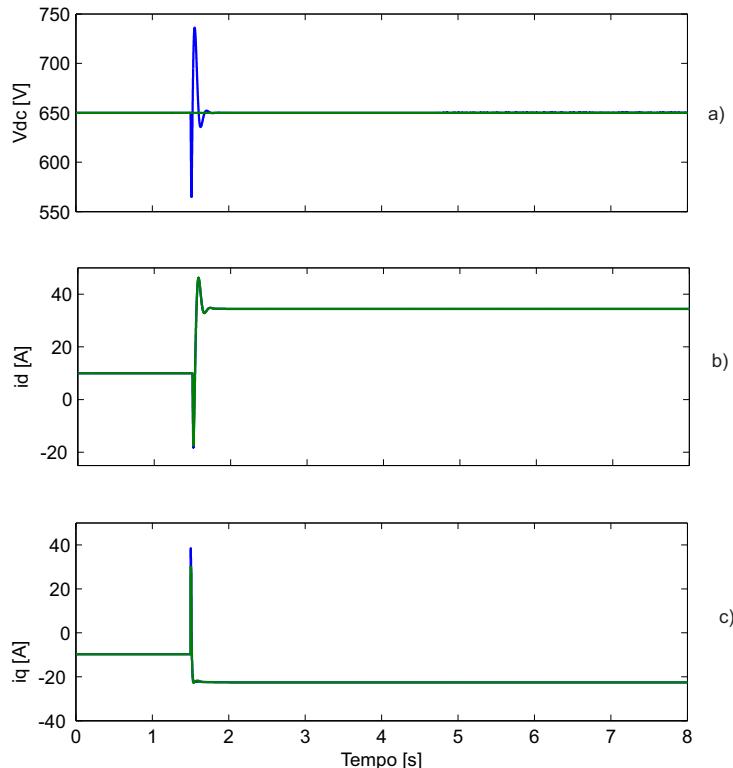
(Figura 48b). O valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo, fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado.

O sistema de controle também é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 48b), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo.

Com a aplicação desse método, a máquina mesmo em regime transitório não deixa de operar como gerador (Figura 48c), onde seu fluxo de potência ativa é em uma unica direção e próximo ao valor nominal, e a potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 48c).

Sabe-se que a tensão do barramento CC está relacionada com a transferência de potência entre o gerador e o sistema elétrico através do CLR. Verifica-se um discreto aumento de aproximadamente 3% da tensão nominal (650V)no período transitório relativo a mudança da velocidade do vento do referido barramento (Figura 51a). Observa-se que as correntes de eixo direto (Figura 51b) e a do eixo em quadratura (Figura 51c) em referencial orientado, onde pode ser visto o bom desempenho do controlador de corrente (Figura 47c).

Figura 47 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

4.2 Perturba e Observa

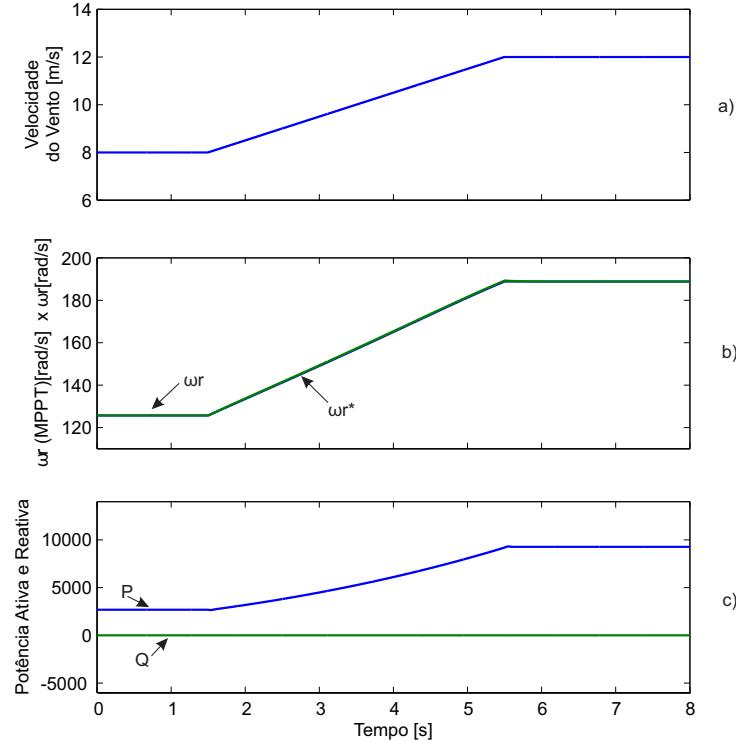
4.2.1 Degrau na velocidade do vento

A aplicação de um degrau no vento (Figura 50a) incidente sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação de forma proporcional da velocidade do gerador (Figura 50b). O valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo, zero, fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado.

O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 50b), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. É aplicado uma perturbação (Figura 50b) , com incremento fixo, na velocidade mecânica e é observado a potência de saída do gerador (Figura 50c), onde nesse caso o objetivo é perturbar a velocidade na mesma direção da potência, com o objetivo de fazer com que a máquina entregue a máxima potência.

Com a aplicação desse método, a máquina mesmo em regime transitório continua operando como gerador (Figura 50c), onde o fluxo de potência ativa é em uma unica direção e próximo ao valor nominal, e a potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 50c). Os picos presentes são devido as

Figura 48 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

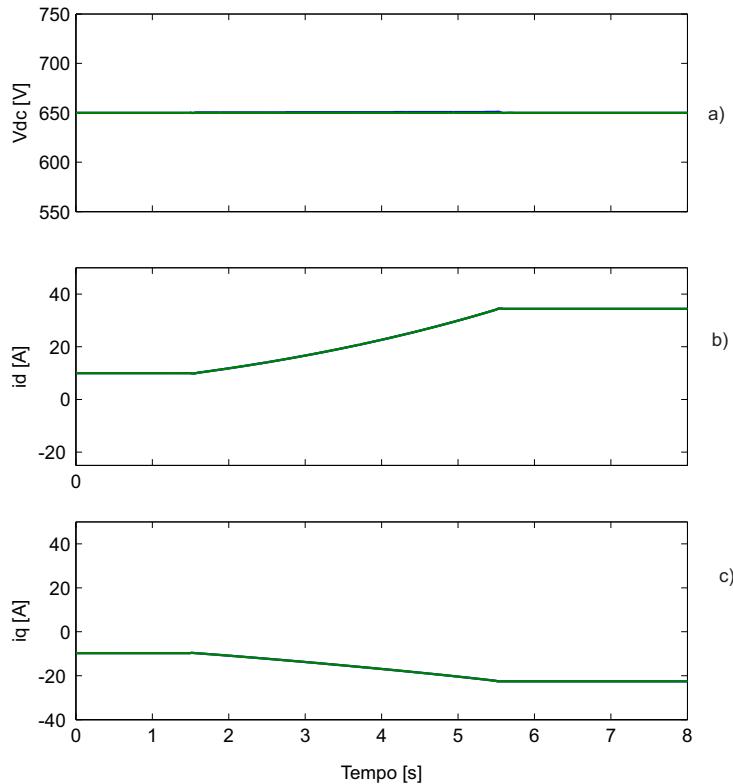
perturbações aplicadas na velocidade mecânica, e isso gera um pequeno impacto na resposta do sistema eólico, mas nada que prejudique a sua conexão com a rede elétrica.

Sabe-se que a tensão do barramento CC está relacionada com a transferência de potência entre o gerador e o sistema elétrico através do CLR. Verifica-se um discreto aumento de aproximadamente 3% da tensão nominal (650V)no período transitório relativo a mudança da velocidade do vento do referido barramento (Figura 51a). Pode-se observar também as correntes de eixo direto (Figura 51b) e a do eixo em quadratura (Figura 51c) em referencial orientado, onde pode ser visto o bom desempenho do controlador de corrente (Figura 47c).

4.2.2 Rampa na velocidade do vento

A aplicação de uma rampa no vento (Figura 52a) incidente sobre as pás das turbinas tem por conseqüência imediata a elevação da velocidade do gerador (Figura 52b). O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 52b), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. Deve-se observar o controle da velocidade da máquina para que a mesma não perca estabilidade com o aumento da velocidade do vento, logo é necessário saturar a

Figura 49 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto referência ; c) corrente do eixo em quadratura .



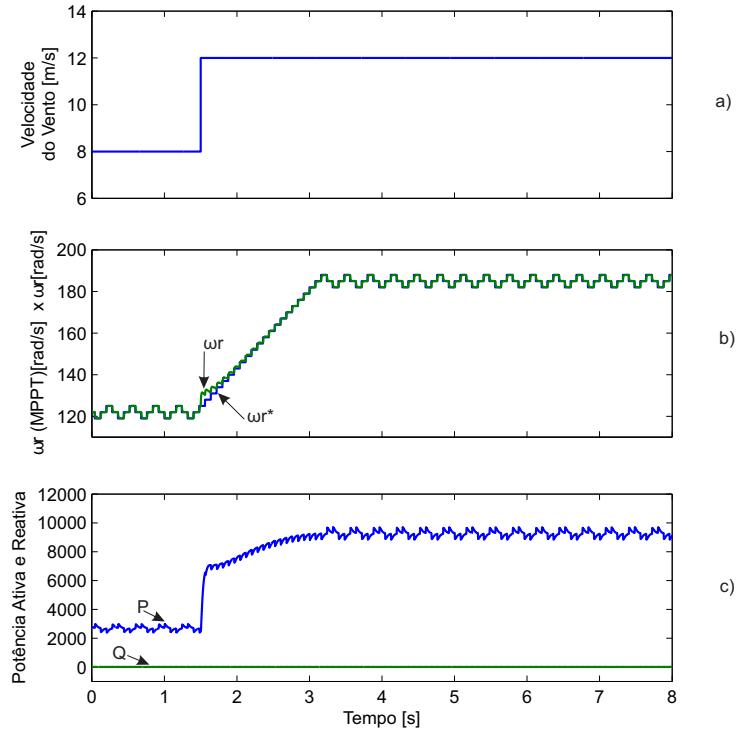
Fonte: próprio autor.

saída do MPPT para que a máquina entre em regime após o período transitório (Figura 52b), o bom funcionamento do algoritmo do método pertuba e observa pode ser visto na Figura 52b. É aplicado uma perturbação (Figura 52b) , com incremento fixo, na velocidade mecânica e é observado a potência de saída do gerador (Figura 52c), onde nesse caso o objetivo é perturbar a velocidade na mesma direção da potência, com o objetivo de fazer com que a máquina entregue a máxima potência.

Com a aplicação desse método, a máquina mesmo em regime transitório continua operando como gerador (Figura 52c), e seu fluxo de potência ativa é em uma unica direção e próximo ao valor nominal médio, e a potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 52c).

A tensão do barramento CC está relacionada com a transferência de potência entre a máquina sincrona e o sistema elétrico através do CLR. Verifica-se o bom desempenho do controlador da tensão do barramento CC em torno tensão nominal (650V) e um discreto aumento, após o período transitório, de aproximadamente 1% em torno da tensão nominal, mostrando uma boa estabilidade durante uma variação lenta na velocidade do vento (Figura 53a). Observa-se também o bom desempenho dos controladores de corrente de eixo direto (Figura 53b) e a do eixo em quadratura (Figura 53c) em referencial orientado.

Figura 50 – Aplicação do método pertuba e observa com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa. .



Fonte: próprio autor.

4.3 Perturba e Observa com passo dinâmico

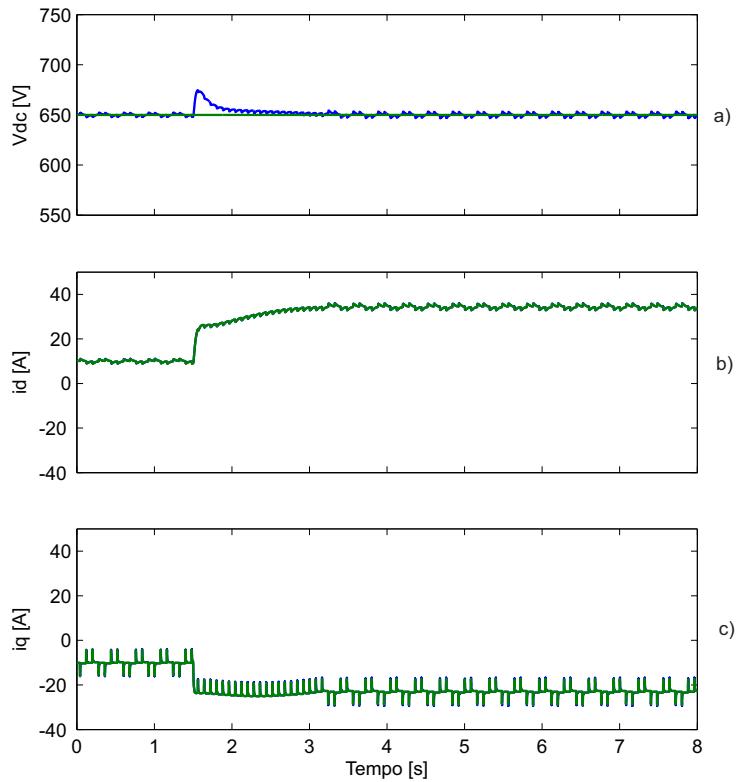
4.3.1 Degrau na velocidade do vento

A aplicação de um degrau no vento (Figura 54a) sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação da velocidade do gerador (Figura 54b). O valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo, zero, fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado.

O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 54b), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. É aplicado uma perturbação (Figura 54b) , com incremento à passo variavel, na velocidade mecânica e é observado a potência de saída do gerador (Figura 54c). O incremento com passo variavel acelera a resposta quando a velocidade ótima está longe da referência e diminui o erro em regime permanente. A finalidade nesse caso é perturbar a velocidade na mesma direção da potência, com o objetivo de fazer com que a máquina entregue a máxima potência. Nota-se claramente a diminuição do erro em regime permanente quando comparado com o método Perturba e Observa.

Com esse método, a máquina mesmo em regime transitório não deixa de operar como

Figura 51 – Aplicação do método pertuba e observa com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto referência ; c) corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

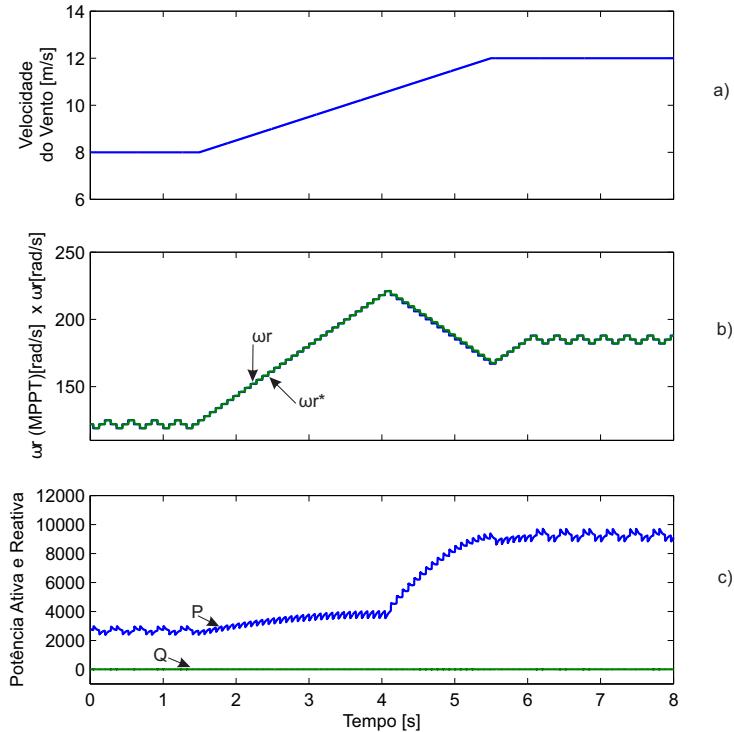
gerador (Figura 54c) onde seu fluxo de potência é próximo ao valor nominal. A potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 54c). Nota-se que o erro em regime estacionário é muito próximo do zero, logo não existe mais os picos indesejados devido as perturbações, onde isso mostra a eficiência do método MPPT Perturba e Observa com passo Dinâmico.

Verifica-se um discreto aumento de aproximadamente 2% da tensão nominal (650V)no período transitório relativo a mudança da velocidade do vento do referido barramento (Figura 55a), aumento esse que é um pouco menor quando comparado com o método pertubar e observa. Observa-se também as correntes de eixo direto (Figura ??) e a do eixo em quadratura (Figura 55b) em referencial orientado, onde pode ser visto o bom desempenho do controlador de corrente (Figura 55c).

4.3.2 Rampa na velocidade do vento

Como citado anteriormente, a aplicação de uma rampa no vento (Figura 56a) sobre as pás das turbinas tem por conseqüência imediata a elevação da velocidade do gerador (Figura 56b). O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir

Figura 52 – Aplicação do método pertuba e observa com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa. .



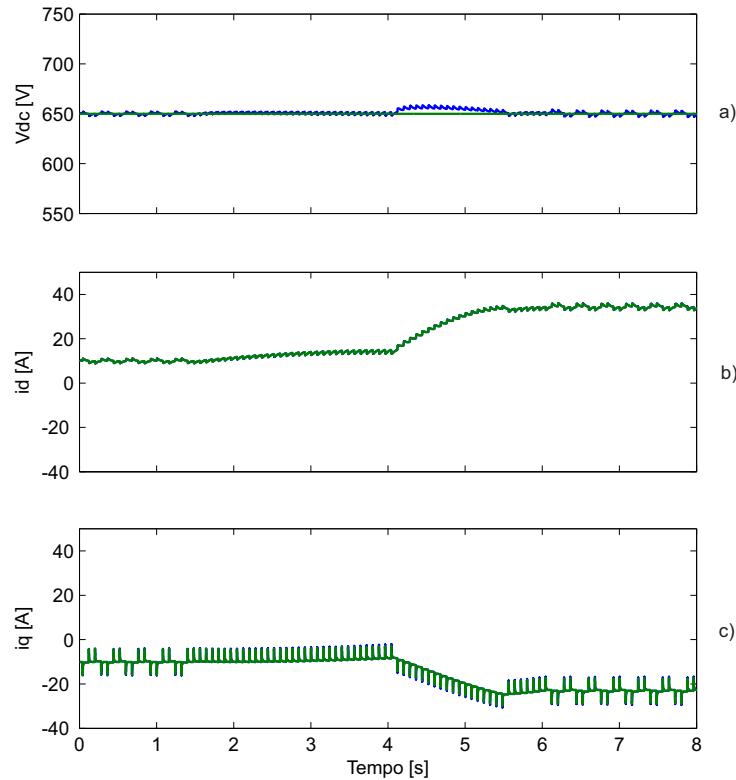
Fonte: próprio autor.

a velocidade ótima em regime permanente (Figura 56b), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. É aplicado uma perturbação (Figura 56b) , com incremento à passo variável, na velocidade mecânica e é observado a potência de saída do gerador (Figura 56c). O incremento com passo variável acelera a resposta quando a velocidade otima está longe da referência e diminui o erro em regime permanente.

o controle da velocidade da máquina é saturado, para que a máquina não perca estabilidade com o aumento da velocidade do vento, a saturação na saída do MPPT é necessária para que a máquina entre em regime após o período transitório (Figura 56b). A finalidade nesse caso é perturbar a velocidade na mesma direção da potência, com o objetivo de fazer com que a máquina entregue a máxima potência, o bom funcionamento do algoritmo do método perturba e observa com passo dinâmico pode ser visto na Figura 56b. Nota-se a diminuição do erro em regime permanente quando comparado com o método perturba e observa.

Em regime transitório a máquina não deixa de operar como gerador (Figura 56c) onde seu fluxo de potência é próximo ao valor nominal. A potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 56c). Observa-se que o erro em regime estacionário é muito baixo, quase nulo, onde isso mostra-se mais uma vez a eficiência do método MPPT Perturba e Observa com passo Dinâmico.

Figura 53 – Aplicação do método pertuba e observa com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

Verifica-se o bom desempenho do controlador da tensão do barramento CC em torno tensão nominal (650V) após o periodo transitório, mostrando uma boa estabilidade durante uma variação lenta na velocidade do vento (Figura 57a). Observa-se também o bom desempenho dos controladores de corrente de eixo direto (Figura 57b) e a do eixo em quadratura (Figura 57c) em referencial orientado.

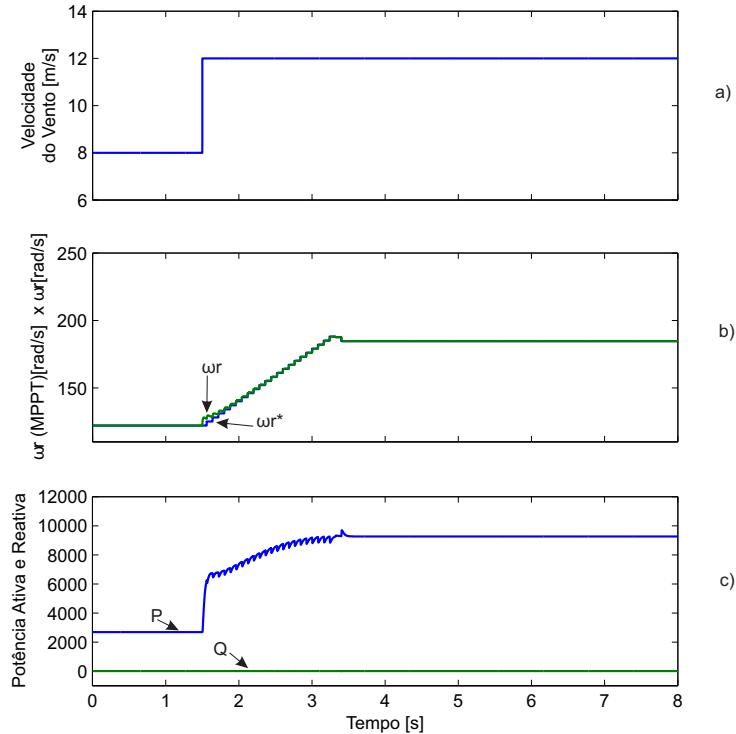
4.4 Comparação entre os métodos implementados

Para análise comparativa, foi medida a transferência de energia em cada método. Foi tomado como referência o método tabela de busca por ser mais próximo do real. Pode ser visto nas Tabelas 2 e 3 as características dos MPPT's.

É importante comentar que o sensor de medição da tensão do barramento cc é uma necessidade do CLR e não um item necessário do MPPT.

Para a análise dos resultados da Tabela 3 foi considerado o método *Lookup Table* como referência por apresentar o maior rendimento. A desvantagem deste método para além da complexidade e custo é a dependência dos parâmetros da turbina, exigindo um ajuste das curvas para extraír a máxima potência. O MPPT P&O é interessante quando se pretende implementar

Figura 54 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e degrau no vento :
a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c)
Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

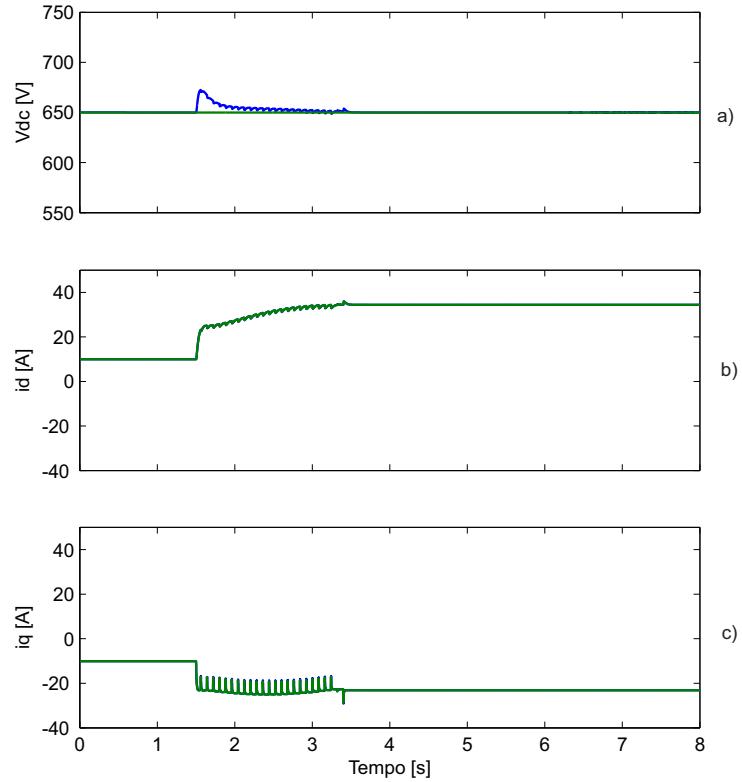
Tabela 2 – Características dos MPPTs implementados

Características	<i>Lookup Table</i>	P&O	$P\&O_{din}$
Dependência dos parâmetros da turbina	Sim	Não	Não
Dependência dos parâmetros ambientais	Sim	Não	Não
Sensores	V_{dc}, v_v e ω_r	V_{dc}, i_{dc} e ω_r	V_{dc}, i_{dc} e ω_r

Fonte: próprio autor.

um sistema de baixo custo e com baixo grau de complexidade, sem sacrificar muito rendimento. O MPPT $P\&O_{din}$ com passo dinâmico é uma solução interessante a nível de complexidade, que acarreta a um acréscimo da eficiência se aproximando do valor do *Lookup Table*.

Figura 55 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e degrau no vento:
 a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura.



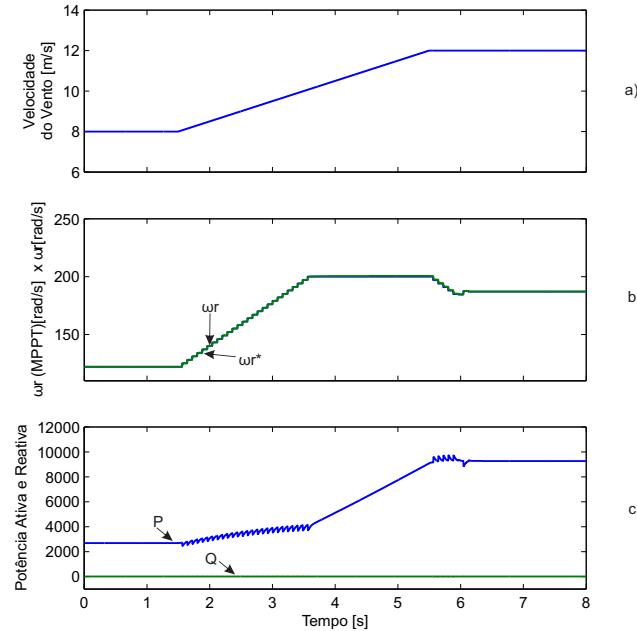
Fonte: próprio autor.

Tabela 3 – Características dos MPPTs com Degrau e Rampa no vento

		<i>Tabela de Busca</i>	P&O	$P\&O_{din}$
Degrau	Energia [J]	46390	46280	46320
	Eficiência entre os métodos	100%	99,76%	99,85%
Rampa	Energia [J]	43780	42850	43100
	Eficiência entre os métodos	100%	97,87%	98,45%

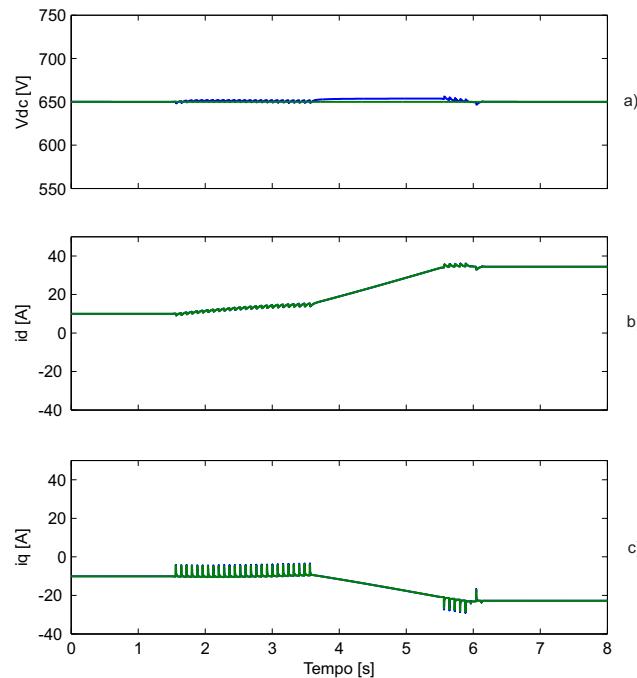
Fonte: próprio autor.

Figura 56 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e rampa no vento :
a) velocidade do vento; b) Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real; c) Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

Figura 57 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e rampa no vento:
a) tensão do barramento CC; b)corrente do eixo direto ; c)corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

5 Conclusão

Este trabalho apresenta um estudo de implementação de uma turbina eólica conectada a uma máquina síncrona a ímã permanente, com o objetivo de estudar o funcionamento do sistema eólico com a implementação de três tipos de MPPTs. No trabalho foi realizado o dimensionamento e controle de um sistema de conversão de energia eólica. Foram aplicados algoritmos de controle de modo a alcançar, de forma satisfatória, as funcionalidades e potencialidades do sistema.

O modelo foi desenvolvido na plataforma computacional *MATLAB/SIMULINK*, ferramenta utilizada no meio acadêmico, que apresenta grande flexibilidade na implementação de estratégias de controle e modelagem de sistemas eólicos.

No segundo capítulo foi feita uma revisão bibliográfica referente aos sistemas eólicos, apresentando os diversos tipos de tecnologias existentes no setor e a descrição das diversas configurações de operação dos sistemas.

No terceiro capítulo foi apresentado o modelo matemático de uma turbina eólica de acordo com seus valores de operação com variações de vento, velocidade e ângulo de pitch. Foi descrito, também, o modelo matemático equivalentes em componentes de fase e em componentes $dq0$ (vetorial), de uma máquina síncrona com excitação de campo e enrolamentos amortecedores. Algumas adaptações e considerações foram realizadas no modelo vetorial da máquina para obtenção do modelo da máquina síncrona a ímã permanente. A MSIP implementada nas simulações foi a assimétrica, ou seja, o ângulo θ de defasagem entre os conjuntos dos enrolamentos do estator foi de 120° , evidenciado nas simulações de regime permanente. Foi descrito, também, o princípio de funcionamento de um conversor trifásico na configuração *back-to-back* com suas respectivas estratégias de controle para operação de um aerogerador à velocidade variável.

As estratégias de controle implementadas mostraram-se bastante satisfatórias apresentando uma confiabilidade no método de determinação dos ganhos dos controladores (Método do tempo de subida e de pico da função transferência), observados nas simulações de distúrbios do vento, onde as referências de tensão do barramento CC e velocidade (vindas do MPPT), foram bem determinadas pelos controles. O desacoplamento das correntes de eixo direto e em quadratura dos conjuntos de enrolamentos dos estator, facilitou a implementação da estratégia de controle das correntes de eixo direto e quadratura, onde as mesmas seguiram as variáveis do modelo referência. As simulações realizadas com a implementação de cada método, mostraram que, após o período transitório a sistema volta ao regime permanente. Durante as análises, foi possível verificar que dependendo do distúrbio aplicado, a máquina síncrona poderia funcionar como motor no período, mas valores de potência ativa e reativa se restabeleceram de

forma satisfatória não gerando impactos da conexão do aerogerador com a rede elétrica.

No quarto capítulo foi feita uma comparação dos métodos MPPTs citados para transferência da máxima potência em eólica. Os métodos implementados no sistema, mostraram bons resultados perante o funcionamento da máquina. Foram implantados três métodos MPPTs: Tabela de Busca (*Lookup Table*), Perturba e Observa (P&O) e o Perturba e Observa com passo Dinâmico ($P\&O_{din}$). O primeiro foi utilizado como referência para os demais métodos, por ser um método aplicado tomando como base as características da turbina. Na simulação a curva utilizada foi a da potência da turbina, que é específica para a turbina implementada. Os resultados obtidos foram satisfatórios perante o degrau e a rampa de vento, onde o algoritmo ofereceu a velocidade de referência para a máquina entregar a máxima potência. Uma observação vista no funcionamento da máquina com esse método, é que perante ao degrau de vento no regime transitório a máquina funcionou como motor e isso pode gerar impactos internos na máquina.

A implementação do segundo método foi mais simples, por ser um método que independe dos parâmetros da turbina. Os parâmetros utilizados para sua implementação é somente a medição de potência e velocidade da máquina, fazendo com que o mesmo seja utilizado para qualquer turbina eólica. Seu funcionamento se baseia na perturbação da velocidade mecânica e observação da potência de saída. Sua desvantagem está na maneira de pertubar que é fixa, isto é, esse método perturba a velocidade com incremento fixo e isso faz com que ocorra o aumento do erro em regime permanente, fazendo com que as grandezas de saída do sistema eólico apresentem pequenos扰动s e oscilações, gerando instabilidade.

O terceiro método independe, também, dos parâmetros da turbina. Os parâmetros utilizados para sua implementação, também é a medição de potência e velocidade da máquina, fazendo com que o mesmo seja utilizado para qualquer turbina eólica. Seu funcionamento se baseia na perturbação da velocidade mecânica e observação da potência de saída. Sua vantagem está na maneira de pertubar, que é com passo variável, isto é, o algoritmo acelera a resposta quando a velocidade ótima está longe da referência e diminui o erro em regime estacionário e isso pode ser visto nas simulações, onde as grandezas de saída do sistema eólico apresentaram uma variação quase nula em regime permanente. Com a implementação desse método, o sistema apresentou oscilações durante o período transitório, onde isso não pode ser visto na implementação do segundo. Logo o terceiro método ($P\&O_{din}$), mostrou menor erro em comparação ao segundo (P&O), mostrando-se ser uma boa solução melhorar eficiência e estabilidade ao sistema. Na comparação dos MPPTs pode-se ver que o MPPT *Lookup Table* tem mais rendimento dos três, mas também é o que acarreta mais custos e é dependente dos parâmetros da turbina. O MPPT (P&O) com passo fixo tem menos eficiência em comparação ao *Lookup Table*, mas dos três é o mais simples de implementar. O ($P\&O_{din}$) apresenta um bom compromisso entre complexidade e eficiência de seguimento. O aumento de eficiência, em relação ao MPPT P&O, mostrou com que o erro de regime permanente seja muito baixo. Vale citar, mais uma vez, que esse método passa a ser uma solução bastante interessante pois não

depende dos parâmetros da máquina elétrica.

Os resultados das simulações mostraram o rastreamento bem sucedido da máxima extração de potência para diferentes扰动s ocorrido no vento. Assim, o trabalho realizado apresenta uma contribuição para o estudo de novos métodos, de baixo custo de implementação, que podem ser implementados nos controladores das turbinas para maximizar a geração de energia elétrica a partir da variação da velocidade do vento.

Referências

- ABDULLAH, M. A. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy conversion systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 3220–3227, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 63.
- ABREU, S. Wind energy and power system inertia. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, n. 6, p. 2006, 2006. Citado na página 19.
- ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. England: Wiley, 2005. Citado 5 vezes nas páginas 23, 26, 32, 34 e 38.
- ANDERSON, B. A. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE Transactions on*, n. 12, p. 3791–3795, March 1983. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 38.
- AZEVEDO, G. M. S. *Sistema de Conversão de Energia Fotovoltaica com Compensação Baseada em Corrente e Tensão*. Dissertação (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 67.
- BIM, E. *Máquinas Elétricas e Acionamento*. [S.l.]: ED CAMPUS, 3ed, 2012. Citado na página 35.
- BIN, W. et al. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. Canadá: IEEE / John Wiley e Sons, 2011. Citado 6 vezes nas páginas 35, 52, 54, 55, 56 e 57.
- CAETENO, R. C. *Análise de uma Máquina Síncrona de Imã Permanente com Tensão não Senoidal*. Dissertação (Projeto de Graduação) — UFRJ/ POLI/ Engenharia Elétrica, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- DELLEZZOPOLLES, JR. AND FLEREMOSCH, C. *Análise dinâmica de Torres de Energia Eólica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de Brasília, 2011. Citado na página 24.
- DEWI. *Energia Eólica: Técnicas Básicas*. Alemanha: Instituto Alemão de Energia Eólica, 2004. Citado na página 28.
- EPE. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452p p. Citado na página 19.
- ERNANO, A.J. *Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — UFRN, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 22, 53 e 54.
- FITZGERALD. *Máquina Elétricas*. Brasil: MacGraw-Hill do Brasil,Ltda.,, 1975. Citado na página 32.
- FRANCISCO, C.M.M. *Produção de Energia Elétrica a partir de Fontes de Energia Renovável para Sistemas de Microprodução* . Dissertação (Dissertação de mestrado) — Universidade da Madeira, 2012. Citado na página 66.

- FRERIS, L. L. *Wind Energy Conversion Systems*. London, UK: Prentice Hall, 1990. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 40.
- GALIZIA, F. *Geração de Energia a Partir de Fonte Eólica com Gerador Assíncrono Concectado a Conversor Estático Duplo*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 32.
- JASEN, W. P.T. *Rotor Design for Horizontal Axis windmills*. Netherlands: S.W.D, 1977. Citado na página 38.
- JOHNSON, G. *Wind Energy Systems*. Manhattan: Electronic Edition, 2001. Citado na página 29.
- KIM, N. Comparative analysis of 10 mw class geared and gearless type superconducting synchronous generators for a wind power generation system. *Applied Superconductivity, IEEE Transactions on.*, v. 22, p. 5202004–5202004, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 38.
- KOSOW, I. I. *Máquinas Elétricas e Transformadores*. São Paulo: Globo, 1994. Citado na página 32.
- KOT, R. Comparison of maximum peak power tracking algorithms for small wind turbine. *Mathematics and Computers in Simulation*, p. 29–40, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 62, 63 e 64.
- MARQUES, J. *Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do gerador de indução com dupla alimentação*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2004. Citado na página 33.
- MELLO, F. P. *Dinâmica das Máquinas Elétricas-I*. New York: UFSM, 1983. Citado na página 47.
- MENDES, T. F. Estudo de Sensibilidade e Dimensionamento Estrutural de Torres Tubulares para Geradores Eólicos. VI NATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, Instituto Tecnológico de Aeronáutica, 2010. Citado na página 24.
- NEVES, F. Notas de aula Máquina sincrona. UFPE, Recife, 2014. Citado na página 47.
- OLIVEIRA, A. C. C. *Teoria e Modelagem da Máquina Síncrona*. Brasil: UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, 2011. 97 p. Citado 3 vezes nas páginas 41, 46 e 47.
- OSAYD, B.; ESAM,A. *Design of a maximum power point tracking System for wind turbine*. Dissertação (Senior Design Project Report) — The University of Sharjah College of Engineering Department of Electrical and Computer Engineering, 2014. Citado na página 64.
- PATEL, M. *Wind and Solar Power Systems*. [S.l.: s.n.], 1999. Citado na página 23.
- PEREIRA, H. A. *Agregação de Modelos de Aerogeradores para Estudos de Integração de Usinas Eólicas à Rede Elétrica*. Dissertação (Exame de Qualificação/ Obtenção grau de Doutor) — UFMG, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 32, 33 e 34.
- QIAO, W. Wind speed and rotor position sensorless control for direct-drive pmg wind turbines. *Industry Applications, IEEE Transactions on.*, v. 48, n. 1, p. 3–11, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 38.

- ROSAS, P. A. C. *Dynamic Influences of Wind Power on The Power System*. Dissertação (PhD thesis) — Orsted Institute, 2004. Citado na página 34.
- SELÊNIO, R. S. Análise da Integração de Usinas Eólicas na Rede Elétrica. *V SBQEE*, p. 211–214, 2003. Citado na página 40.
- SENA,D.J.G. *Modelagem de uma Turbina Eólica com Máquina Síncrona Hexafásica a Ímã Permanente utilizando MATLAB*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2012. Citado 5 vezes nas páginas 51, 57, 69, 74 e 75.
- SLOOTWEG, J. G. Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, p. 517–518, december 2003. Citado na página 40.
- SOARES, L. T. F. *Contribuição ao Controle de um Conversor Reversível Aplicado a um Aerogerador Síncrono a Ímãs Permanentes*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 54.
- SPERA, D. A. *WIND TURBINE TECHNOLOGY*. New York: USA, 2009. p p. Citado 5 vezes nas páginas 26, 29, 30, 32 e 34.
- STIEBLER, M. *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*. United States of America: Springer Series in Green Energy and Technology, 2011. 193 p. Citado na página 22.
- TEODORORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. *Grid Converters For Photovoltaic and Wind Power Systems*. India: IEEE / John Wiley e Sons, 2011. Citado 5 vezes nas páginas 52, 54, 55, 56 e 57.
- VITERBO, J. C. *Geração de Energia Elétrica a partir da fonte eólica offshore*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2008. Citado na página 19.