ANÁLISE BÁSICA DE OPERAÇÃO DO GERADOR DE DUPLA ALIMENTAÇÃO PARA APROVEITAMENTO EÓLICO

Edisio Alves de Aguiar Junior

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Aprovada por:

_____
Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D.Eng.

_____
Prof. Antônio Carlos Ferreira, Ph.D.

_____
Dr. Julio César Rezende Ferraz, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
ABRIL DE 2007

AGUIAR JUNIOR, EDISIO ALVES DE

Análise básica de Operação do Gerador de Dupla Alimentação para Aproveitamento Eólico [Rio de Janeiro] 2007

XIII, 85 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Elétrica, 2007)

Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Gerador de Dupla Alimentação

2. Energia eólica

3. Aerogerador

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Dedico este trabalho a todos aqueles que me apoiaram nesta nova caminhada, especialmente meu pai, Edisio, e minha mãe, Maria.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus por permitir tudo isso, dotando-me de força e coragem para enfrentar as adversidades.

Aos meus pais, por me guiar e apresentar-me os caminhos da vida. Vocês são minha fonte de inspiração e minha motivação para realizar cada vez mais. Espero que um dia consiga expressar o quanto amo vocês.

A minha irmã, Hélen, saiba que estou com você para tudo. Amo-te.

Aos meus amigos do Laboratório de Eletrônica de Potência (ELEPOT), não posso colocar nomes, pois seriam muitos. Mas posso dizer que vocês são responsáveis pela alegria e pelos bons momentos que desfruto diariamente. Todos vocês estão sempre comigo.

Aos professores do Grupo de Eletrônica de Potência, em especial ao meu orientador, Edson Hirokazu Watanabe, pela atenção, paciência e dedicação. Obrigado pela confiança.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE BÁSICA DE OPERAÇÃO DO GERADOR DE DUPLA ALIMENTAÇÃO PARA APROVEITAMENTO EÓLICO

Edisio Alves de Aguiar Junior

Abril/2007

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta um estudo básico sobre aerogeradores baseados em máquinas de indução de rotor bobinado. É realizado um trabalho de modelagem, de maneira a particularizar o modelo matemático para aplicação das estratégias de controle, baseadas no controle orientado pelo campo e na teoria da potência instantânea (Teoria pq). A validade das estratégias de controle propostas foi realizada por meio de simulações digitais utilizando o software de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC.

Para realização das simulações, foi proposto um perfil de vento hipotético. Foram realizados testes envolvendo conversores fonte de tensão, estratégias de chaveamento para estes conversores e a Topologia de Scherbius, que envolve aplicação de dois inversores em topologia back-to-back na interligação do aerogerador ao sistema elétrico e seu controle.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

BASIC ANALISYS OPERATION OF DOUBLY FED GENERATOR FOR WIND POWER USE

Edisio Alves de Aguiar Junior

April/2007

Advisor: Edson Hirokazu Watanabe

Department: Electrical Engineering

This work presents a basic study on wind power generators based on wound rotor induction generators. A modeling work was developed, in such a way to particularize the mathematical models for applying the control strategies, based on the field oriented control and on the instantaneous power theory (pq Theory). The validity of the proposed control strategies was accomplished through digital simulations using the electromagnetic transitory software PSCAD/EMTDC.

For the simulations accomplishment, a hypothetical wind profile was proposed. Tests were accomplished involving voltage source converters, switching strategies for these converters and the Scherbius Topology, that involves application of two inverters in back-toback topology, applied to wind generator connection to grid and control.

Índice

CAPÍTULO 1 Introdução 1
1.1. Motivação 6
1.2. Objetivos 7
1.3. Estrutura do texto 7
CAPÍTULO 2 Aerogeradores e Energia Eólica 9
2.1. Energia eólica 10
2.2. Energia disponível no vento 10
2.3. Aerogeradores 12
2.3.1. Velocidade fixa e velocidade variável 16
2.3.2. Topologias 19
2.4. Conexão de geradores eólicos 23
2.4.1. Conexão em sistemas isolados 23
2.4.2. Conexão em sistemas ligados à rede 24
2.4.3. Conexão em sistemas híbridos 24
2.4.4. Conexão em sistemas *offshore* 25
2.5. Aerogeradores e qualidade de energia 25
2.5.1. Flutuação de tensão 25
2.5.2. *Flicker* 26
2.5.3. Harmônicos 26
2.5.4. Capacidade de *ride through* 27
CAPÍTULO 3 Modelagem e Controle 29
3.1. Topologia de Scherbius 30
3.2. Máquinas de indução 30
3.3. Estrutura básica 32
3.4. Modelos matemáticos 34
3.4.1. Modelagem em variáveis de fase 34
3.4.2. Transformação de variáveis 37
3.4.3. Operação em regime permanente 41
3.5. Conversores fonte de tensão 43
3.6. Controle do conversor – lado do rotor 47
3.7. Controle do conversor – lado da rede 54

CAPÍTULO 4 Simulações e Resultados 57
4.1. Simulação do conversor do lado da rede 58
4.1.1. Chaveamento por banda de histerese 58
4.1.2. Chaveamento pwm seno-triângulo 62
4.2. Sistema completo 69
4.3. Conclusões parciais 78
CAPÍTULO 5 Conclusões e Trabalhos Futuros 79
5.1. Considerações finais 79
5.2. Trabalhos futuros 81

Índice de Figuras

Figura 1.1 – Empreendimentos em operação no Brasil. 3
Figura 1.2 – Aerogerador de eixo horizontal. 4
Figura 1.3 – Topologia do sistema em estudo. 6
Figura 2.1 – Curva C_P x (V_{capt} / V_{vento}). 11
Figura 2.2 – (a) Vista frontal de aerogerador de eixo horizontal, com três pás; (b) Vista interna dos componentes típicos. 13
Figura 2.3 – Curva típica de potência em função da velocidade do vento de uma turbina eólica. 15
Figura 2.4 – Curvas do catálogo da ENERCON; (a) Coeficiente de potência x Velocidade; (b) Potência x Velocidade. 17
Figura 2.5 – Aerogerador com conexão direta à rede. 20
Figura 2.6 – Aerogerador com gerador de indução e rotor em gaiola de esquilo. 21
Figura 2.7 – Aerogerador com gerador de indução e rotor bobinado. 22
Figura 2.8 – Perfil de tensão estabelecido por norma. 28
Figura 3.1 – Enrolamentos no estator (parte fixa) e no rotor (parte móvel). 31
Figura 3.2 – Curva Torque x Velocidade típica de um motor de indução. 33
Figura 3.3 – Curva torque x velocidade para diferentes valores de resistência do rotor. 33
Figura 3.4 – Representação do circuito equivalente dos enrolamentos do rotor. 35
Figura 3.5 – Sistema de eixos. 37
Figura 3.6 – Sistema de eixos e ângulos da transformação. 38
Figura 3.7 - Circuito equivalente para o motor de indução de rotor bobinado. 42
Figura 3.8 - Circuito equivalente com parâmetros ajustados. 43
Figura 3.9 – Conversor fonte de tensão a IGBT. 44
Figura 3.10 – Dois conversores fonte de tensão em topologia back-to-back. 44
Figura 3.11 – Controle de corrente por histerese. 45
Figura 3.12 – Diagrama do controle de corrente por histerese. 46
Figura 3.13 – Esquema de controle vetorial. 47
Figura 3.14 – Sistema de eixos com mudança dos ângulos. 48
Figura 3.15 – Sistema de eixos girante. 50
Figura 3.16 – Representação do vetor em coordenadas (a) retangulares; (b) polares. ... 53
Figura 3.17 – Esquema para obtenção do ângulo do vetor tensão de alimentação do estator. 53

Figura 3.18 – (a) Circuito com as medições necessárias; (b) Diagrama de blocos do controle. 55
Figura 3.19 – Diagrama de controle para regular a tensão no ponto de acoplamento.... 56
Figura 4.1 – (a) Circuito do conversor; (b) Diagrama do controle por banda de histerese. 59
Figura 4.2 – (a) Corrente sintetizada na fase “a”; (b) Análise de Fourier. 61
Figura 4.3 – Circuito fonte de tensão interligado com fonte trifásica. 62
Figura 4.4 – Modulação por largura de pulso seno-triângulo. 63
Figura 4.5 – Diagrama do controle do conversor conectado à rede. 65
Figura 4.6 – (a) Corrente sintetizada na fase “a”; (b) Análise de Fourier; (c) Detalhe da região em torno de 10 kHz. 67
Figura 4.7 – Tensão no capacitor..... 68
Figura 4.8 – Perfil de velocidade vento adotado nas simulações. 70
Figura 4.9 – Cálculo do torque mecânico no eixo da máquina. 71
Figura 4.10 – Área coberta pelas pás da turbina..... 71
Figura 4.11 – Diagrama do controle para obtenção das correntes de referência no lado do rotor. 72
Figura 4.12 – Velocidade medida no eixo do gerador..... 73
Figura 4.13 – Tensão no elo de corrente contínua..... 74
Figura 4.14 – Potência reativa medida e potência reativa de referência. 75
Figura 4.15 – Corrente i_{rd} medida..... 75
Figura 4.16 – Corrente do eixo “q”. 76
Figura 4.17 – Torque elétrico no gerador. 77
Figura 4.18 – Valor da potência ativa em função da velocidade do vento. 78

Índice de Tabelas

Tabela 1.1 - Empreendimentos em operação..... 2
Tabela 1.2 - Usinas Eólicas em Operação (Maio de 2006) 5
Tabela 2.1 – Aerogerador E-70 – Características e especificações técnicas 15
Tabela 4.1 – Principais parâmetros do aerogerador. 69

Lista de Símbolos

A	Área coberta pelas pás
ρ	Densidade do ar
V	Velocidade do vento
C_P	Coeficiente de potência
β	Ângulo de passo
λ	Relação de velocidade de ponta
ω	Velocidade angular
r	Raio do rotor
s	Escorregamento
A, B, C	Enrolamentos do rotor
a, b, c	Enrolamentos do estator
$V_{a,b,c}$	Tensão no estator
$V_{A,B,C}$	Tensão no rotor
$R_{a,b,c}$	Resistência no estator
$R_{A,B,C}$	Resistência no rotor
$I_{a,b,c}$	Corrente no estator
$I_{A,B,C}$	Corrente no rotor
$L_{a,b,c}$	Indutância própria no estator
$L_{A,B,C}$	Indutância própria no rotor
$\lambda_{a,b,c}$	Enlaces de fluxo no estator
$\lambda_{A,B,C}$	Enlaces de fluxo no rotor
ω_s	Freqüência angular de alimentação do estator
d,q	Eixos direto e quadratura, girantes
ω_r	Freqüência angular de alimentação do rotor

i_{ms}	Corrente de magnetização
α, β	Eixos direto e quadratura, estáticos
V_{cc}	Tensão no baramento contínuo

CAPÍTULO 1

Introdução

Um dos fatores decisivos para o crescimento de um país está associado a aumentos na oferta de energia. Deste modo, nas últimas décadas, a expansão dos parques industriais acarretou em considerável aumento de emissões na atmosfera, não somente pelos resíduos industriais, mas também pelos resíduos devidos aos métodos de geração de energia elétrica mais comuns, baseados em queima de combustíveis fósseis. Neste cenário, os esforços concentram-se no sentido de obter formas de geração de energia elétrica não poluentes e confiáveis. Entre as principais fontes de energia renováveis, pode-se destacar a energia eólica, a energia solar, a biomassa e a hidráulica.

No Brasil, em 2002, através da lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, foi instituído o PROgrama de INcentivo às Fontes Alternativas de energia elétrica - **PROINFA**. Este programa tem por objetivo uma diversificação na matriz elétrica brasileira – predominantemente hidráulica – conectando ao **SIN** (Sistema Interligado Nacional) energia gerada em unidades baseadas no vento, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (**PCH**). Empreendedores selecionados têm garantido pelo programa a compra da energia produzida, pelo período de 20 anos. Atualmente, o sistema brasileiro

de energia contabiliza, no seu total, 1528 empreendimentos em operação, totalizando 94.194.710 kW de potência instalada. Está previsto para o próximo ano um aumento de 27.015.394 kW na capacidade de geração do país, oriundos de 72 empreendimentos em construção, além de mais 505 outorgados, de acordo com o banco de informações de geração da ANEEL em 15 de julho de 2006 [1]. O PROINFA prevê, no total, a instalação de 3.300.000 kW de potência de geração no sistema. Na **Tabela 1.1** são mostrados os empreendimentos em operação, assim como a quantidade de unidades instaladas, e a potência total gerada pelas mesmas.

Tabela 1.1 - Empreendimentos em operação

Tipo	Quantidade	Potência (kW)
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	192	101.756
Central Geradora Eolielétrica (EOL)	10	28.550
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	264	1.361.363
Central Geradora Solar Fotovoltaica (SOL)	1	20
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	151	70.385.368
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	908	20.310.653
Usina Termonuclear (UTN)	2	2.007.000
TOTAL	**1.528**	**94.194.710**

Figura 1.1 mostra também os empreendimentos, porém, mostrando em percentual a contribuição de cada um. Observa-se um grande predomínio de usinas hidrelétricas, e, uma participação pequena de energias renováveis não hidráulicas.

Um efeito interessante devido ao PROINFA é a conseqüente diversificação da matriz energética brasileira. Uma matriz diversificada provê não somente uma forma de buscar políticas de preços favoráveis, como também uma maior confiabilidade e uma menor dependência de uma determinada fonte.

Tomando-se o sistema brasileiro como exemplo, por se tratar de um sistema predominantemente hidráulico, um período de seca poderia acabar levando o sistema a um colapso. No caso do sistema hidráulico, uma outra desvantagem é devida às

variações no volume de água dos reservatórios. Como o volume dos reservatórios depende do regime de chuvas, torna-se difícil precisar a energia que será disponibilizada ao longo dos anos.

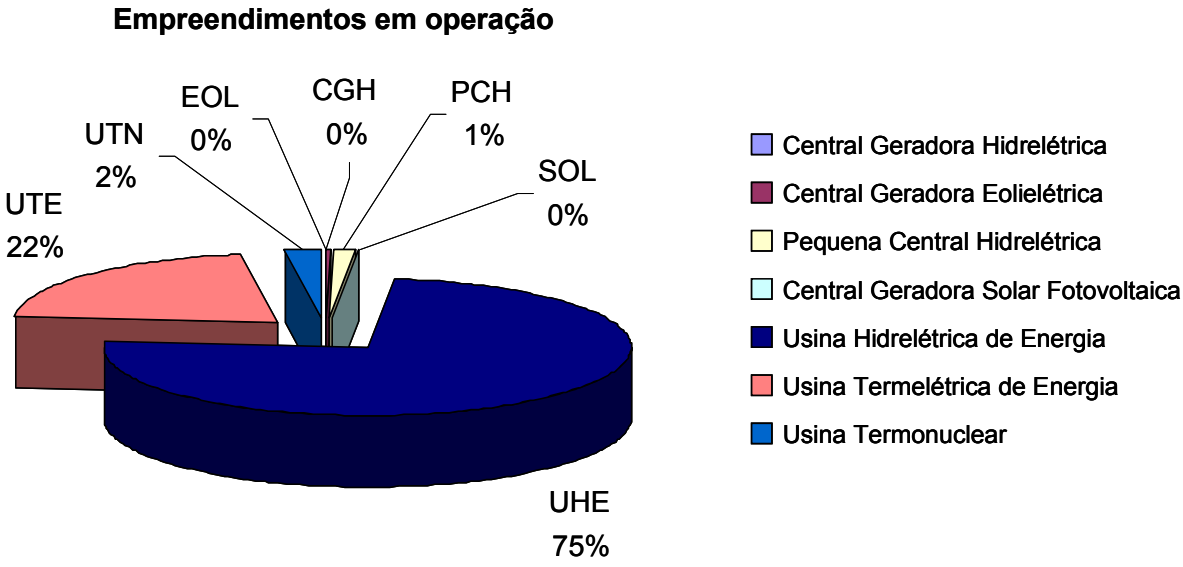


Figura 1.1 – Empreendimentos em operação no Brasil.

As centrais geradoras eolielétricas, citadas, são compostas por aerogeradores. Denomina-se aerogerador como sendo um sistema capaz de converter a energia cinética do vento em energia elétrica. Esses sistemas consistem em uma parte mecânica – a turbina, responsável por realizar um movimento de rotação a partir do vento, captando assim parte da energia cinética presente – e um gerador elétrico acoplado a esta parte mecânica é o responsável pela conversão da energia eólica em eletricidade. A Figura 1.2 ilustra um aerogerador típico, de eixo horizontal.

Como primeiro registro da utilização da energia eólica, vale observar seu uso em navegação, cerca de 5000 anos atrás, no rio Nilo [2]. O uso para bombeamento de água e processamento de grãos, segundo [3], teve seu início mais recentemente, a cerca de 3000 anos atrás.

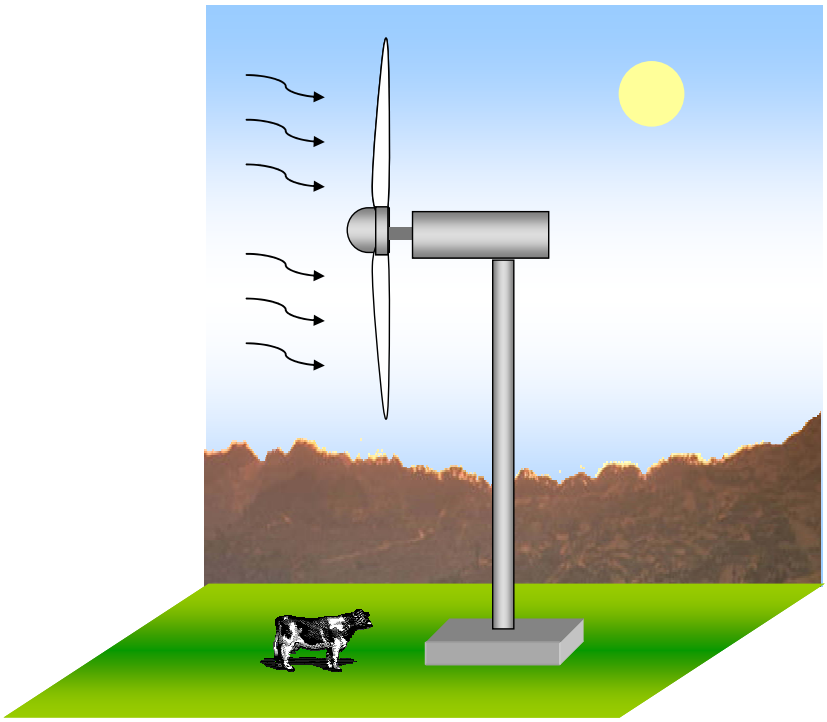


Figura 1.2 – Aerogerador de eixo horizontal.

As primeiras turbinas utilizadas como geradores elétricos em maior escala datam do final do século XIX [2,3] de sistemas instalados em zonas rurais nos EUA. Esses aerogeradores eram capazes de fornecer potências na ordem de 12 kW. Na segunda década do século XX, os geradores já eram capazes de atingir potências duas vezes maiores, chegando até aos 25 kW. Apesar disto, o alto custo da energia gerada a partir do vento em relação às grandes usinas de carvão inviabilizou sua aplicação nos EUA. Mais tarde, porém, turbinas com potência da ordem de 1 a 3 kW encontraram mercado em áreas mais remotas (sistemas isolados), onde aplicações passaram do simples bombeamento de água para alimentação de geladeiras e ferramentas, ou carregamento de baterias e ferramentas. Nessa época, evidenciou-se um grande problema desta modalidade de geração: a operação intermitente, extremamente dependente da velocidade do vento.

No Brasil, o uso da energia elétrica a partir do vento ainda tem um crescimento discreto. O estado do Ceará, pioneiro na realização de um estudo relacionado à velocidade do vento na região (Atlas eólico) segue investindo, e em novembro de 2005 aprovou o PROEÓLICA (Programa de Desenvolvimento da Cadeia Produtiva Geradora de Energia Eólica) [4]. Com tal projeto, o estado pretende movimentar um mercado estimado em R$ 750 milhões. Recentemente, ainda no Ceará, foi criado também o CENEA (CENtro de Energias Alternativas).

Ainda no nordeste do Brasil, atualmente, contabilizam-se 17,4 MW de potência instalada, em três parques eólicos privados: Praia Mansa (Fortaleza), Prainha (Aquiraz) e Taíba, estando todos eles conectados à rede elétrica de distribuição da Companhia Energética do Ceará (COELCE). Para 2007, mais dois parques estão previstos, em Paracuru e Camocim. Na Tabela 1.2 são mostradas as usinas eólicas em operação no Brasil, em Maio de 2006.

Diante deste panorama, surge a motivação para o desenvolvimento de trabalhos nesta área. Esta dissertação apresenta um estudo sobre aerogeradores de velocidade variável. O sistema simulado utiliza uma máquina de indução de rotor bobinado, máquina esta que será conectada ao sistema elétrico existente diretamente através de seu enrolamento do estator e através de um conversor em topologia "back to back" no circuito do seu rotor. Na Figura 1.3 é mostrada a topologia em estudo.

Tabela 1.2 – Usinas Eólicas em Operação (Maio de 2006)

Usina	**Potência (kW)**	**Município**
Eólica de Prainha	10.000	Aquiraz (CE)
Eólica de Taíba	5.000	São Gonçalo do Amarante (CE)
Eólica-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	1.000	Gouveia (MG)
Eólio-Elétrica de Palmas	2.500	Palmas (PR)
Eólica de Fernando de Noronha	225	Fernando de Noronha (PE)
Mucuripe	2.400	Fortaleza (CE)
Eólica de Bom Jardim	600	Bom Jardim da Serra (SC)
Eólica Olinda	225	Olinda (PE)
Parque Eólico do Horizonte	4.800	Água Doce (SC)
Macau	1.800	Macau (RN)
TOTAL	28.550	10 Usinas

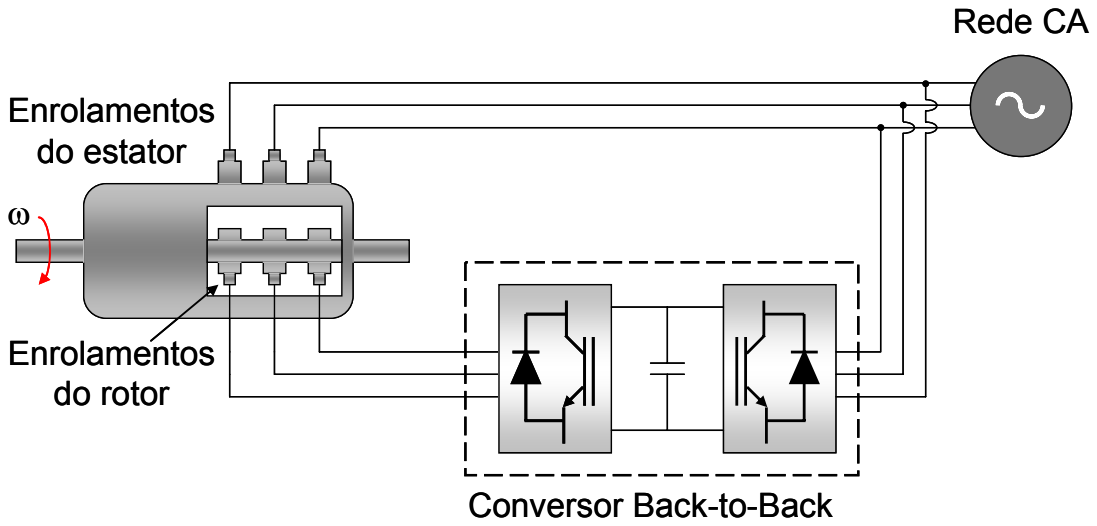


Figura 1.3 – Topologia do sistema em estudo.

Entre as vantagens do uso de um gerador deste tipo, está à possibilidade de uso de conversores de potência nominal menor que a potência nominal da máquina, acarretando em um custo de instalação mais baixo, conforme será abordado mais a frente.

Com relação às técnicas de controle a serem empregadas, no lado da máquina o controle orientado pelo fluxo [5] permite o desacoplamento entre as parcelas ativa e reativa, possibilitando o controle independente de ambas as parcelas. No lado da rede, o uso da teoria de potência ativa e reativa instantânea (Teoria pq) possibilita controlar o conversor de forma a injetar/drenar potência da rede de acordo com uma referência pré-determinada.

A simulação do esquema proposto realizar-se-á com o auxílio do software de simulação de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC.

1.1. Motivação

Conforme mencionado anteriormente, a necessidade da exploração de fontes de energia não poluentes, até então consideradas “não convencionais”, estimulou o desenvolvimento de linhas de pesquisa em áreas relacionadas às energias renováveis. No caso da energia eólica, existe uma grande linha de pesquisa relacionada aos geradores a serem empregados, e aos distúrbios causados por estes dispositivos. A eletrônica de potência surge, neste cenário, como uma ferramenta fundamental, pois,

juntamente com a teoria de controle de máquinas elétricas, apresentada em [5] permite implementar estratégias de controle adequadas.

O emprego do controle orientado pelo fluxo mostrado em [5, 6] permite o controle desacoplado das parcelas ativa e reativa de potência. Esse desacoplamento permite um aproveitamento adequado da potência ativa, e também a regulação da tensão e controle sobre o fator de potência, conforme apresentado em [7]. No controle do lado da rede, o uso da Teoria pq, apresentada por [8] será utilizado para controlar a injeção de potência ativa e regular a tensão no capacitor.

O sistema simulado pode ser empregado também para avaliação dos efeitos negativos causados pelas turbinas no sistema elétrico existente. Problemas relacionados à conexão e desconexão ao sistema, *flicker*, conexão à redes fracas, harmônicos, entre outros, podem ser mostrados e devidamente avaliados.

Este estudo também pode ser útil como referência para o estabelecimento de comparações entre as variadas opções e topologias de aerogeradores, como o caso dos geradores de indução com rotor gaiola de esquilo, apresentados por [9].

1.2. Objetivos

Este trabalho tem como principais objetivos:

- Realizar estudos utilizando modelagem matemática do motor de indução com rotor bobinado, particularizando o mesmo para aplicações utilizando controle orientado pelo campo;
- Desenvolver e implementar, no software PSCAD/EMTDC o controle orientado pelo campo, para o lado do rotor da máquina, e a teoria pq para o conversor do lado da rede;
- Simular o sistema para várias situações e avaliar seu desempenho.

1.3. Estrutura do texto

Nesta dissertação, os assuntos abordados estão separados por capítulos, e seus respectivos conteúdos são como mostrados nos parágrafos a seguir.

O capítulo dois trata dos sistemas eólicos de uma maneira geral, apresentando a maneira como o vento é convertido em energia elétrica. São apresentados ainda as principais topologias e sistemas de controle dos aerogeradores.

Na seqüência, no capítulo três, apresenta-se o trabalho de modelagem desenvolvido, além de algumas aplicações da máquina de indução de rotor bobinado. Ao final do capítulo, o modelo é particularizado para que possam aplicar-se as estratégias de controle propostas.

Resultados de simulação vêm no quarto capítulo, onde são apresentados resultados de simulações realizadas com auxílio dos softwares PSCAD/EMTDC e TOP.

O quinto e último capítulo trata das conclusões oriundas do trabalho e das propostas de continuidade para o mesmo.

CAPÍTULO 2

Aerogeradores e Energia Eólica

O uso da energia do vento não é um conceito totalmente novo. Tem sido empregada em navegação, processamento de grãos e bombeamento de água há milhares de anos. Como fonte de energia elétrica, segundo [2,3], o aproveitamento iniciou-se no século XIX. Pouco tempo depois, a geração de eletricidade a partir do vento foi abandonada, pois o custo deste tipo de geração não era competitivo em relação à energia gerada pelos motores a combustão. A crise do petróleo nos anos 70 e a crescente demanda por fontes de energia não poluentes e renováveis trouxeram de volta o interesse pelos aerogeradores. O desenvolvimento paralelo da eletrônica de potência, de avançadas estratégias de controle para motores [5] e também avanços consideráveis no campo dos materiais e da aerodinâmica, permitiram significativo progresso na tecnologia de fabricação e operação de geradores eólicos, que despontaram como opções de geração competitivas. Este capítulo vem abordar alguns dos aspectos relacionados aos aerogeradores modernos e como é realizado o aproveitamento do recurso eólico.

2.1. Energia eólica

Assim como outras fontes de energia renovável, o recurso eólico é, indiretamente, oriundo do sol. O aquecimento diferenciado da superfície da terra provoca deslocamento das massas de ar, mais aquecida nas regiões tropicais do que nos pólos. Como a tendência das massas de ar quente é subir, o ar frio dos pólos acaba sendo deslocado, ocasionando assim um ciclo. Apesar disso, há de se observar que estes ciclos são variáveis, pois o deslocamento das massas de ar também depende de outros fatores, como por exemplo, o relevo da região.

A velocidade e freqüência do vento são parâmetros importantes na determinação da localização de um aerogerador. Localizar um aerogerador em uma região onde não haja velocidade suficiente significa que o aerogerador pode passar mais tempo desconectado da rede do que efetivamente entregando potência ao sistema.

Para obtenção de uma coleção completa de dados de vento de uma determinada localidade, seriam necessárias medições durante longos períodos de tempo. Isso tornaria extremamente lento o processo para implantação de uma turbina. Uma solução mais imediata é o uso de funções de distribuição de probabilidade, sendo comum o uso da função de Weibull [10].

2.2. Energia disponível no vento

A quantidade de potência disponível no vento, para extração, pode ser definida como (2.1).

$$P_{disp} = \frac{1}{2}\rho A V_{vento}^{\ 3}, \tag{2.1}$$

onde ρ é a densidade do ar (1,225 kg/m³ ao nível do mar), A é a área abrangida pelas pás e V_{vento} a velocidade do vento.

Como parte da energia cinética do vento é extraída, a massa de ar "capturada" terá sua velocidade diminuída. Entretanto, a massa de ar não permanece em repouso após essa "captura" de energia por parte das pás, daí, pode-se afirmar que nem toda energia cinética disponível no vento pode ser efetivamente transformada em

eletricidade. Para tal, a velocidade do vento após a passagem pelas pás do gerador deveria ser nula, o que não se aplica.

Deste modo, observa-se que o vento capturado, ou vento na "entrada", com velocidade V_{vento}, tem sua velocidade diminuída, até uma velocidade V_{capt}, e que a parcela da energia efetivamente convertida é função desta razão de velocidades. Define-se o coeficiente de potência, ou C_P, como função desta razão de velocidades (V_{capt} / V_{vento}), de acordo com (2.2) [2]

$$C_P = \frac{\left(1+\frac{V_{capt}}{V_{vento}}\right)\left[1-\left(\frac{V_{capt}}{V_{vento}}\right)^2\right]}{2}. \qquad \textbf{(2.2)}$$

O coeficiente de potência marca a eficiência do processo de conversão, ou seja, quantifica o percentual de energia aproveitado pelo sistema e que será transmitida ao gerador elétrico (nesta conversão mecânico-elétrica também haverá perdas). Na Figura 2.2, é mostrada a curva de C_P em função de (V_{capt} / V_{vento}).

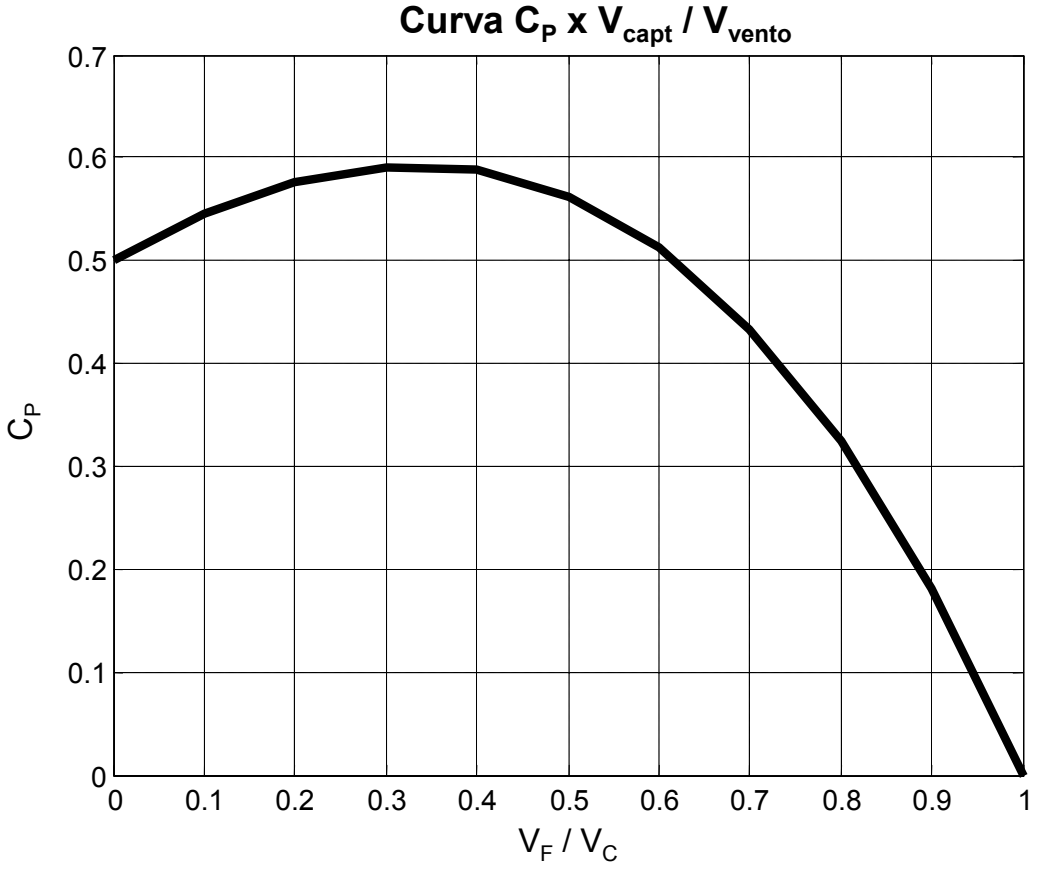


Figura 2.1 – Curva C_P x (V_{capt} / V_{vento}).

O valor máximo, teórico, de C_P, pode ser extraído do gráfico, e vale 0,593 [3]. Este valor é chamado de limite de Betz. Entretanto, este valor é meramente teórico, e supõe condições de fabricação das pás e operação ideais. Imperfeições no projeto, no processo de fabricação, e até mesmo irregularidades na superfície da pá, como por exemplo, rugosidade, além de perdas por efeito estol são apontados por [3] como grandes limitadores desse processo. Valores reais de eficiência, para turbinas de eixo horizontal com três pás estão situados entre 0.4 e 0.5 (40%-50%).

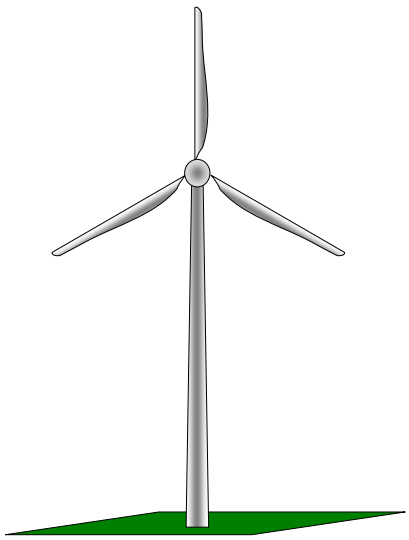
Desta maneira, a eficiência nesse processo de conversão fica limitada, e a potência extraída do vento pelo aerogerador fica determinada através de

$$P_{disp} = \frac{1}{2}\rho A V^3 C_P . \tag{2.3}$$

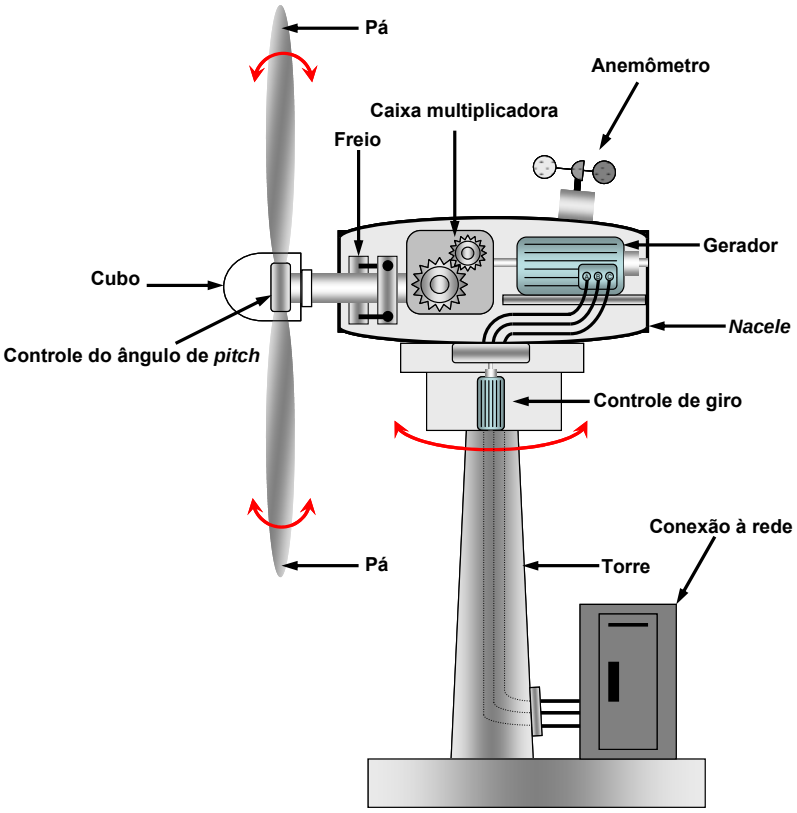
De maneira a otimizar a extração de potência de um determinado aerogerador, é necessário maximizar o valor de C_P, já que este varia com a velocidade do vento a todo momento.

2.3. Aerogeradores

Aerogeradores são os sistemas responsáveis pela conversão da energia cinética, presente nos ventos, em energia elétrica, segundo [2]. Embora diferentes estudos tenham sido realizados, no sentido de buscar o número de pás ótimo e a orientação do eixo (vertical ou horizontal), o padrão adotado nos dias atuais é o da turbina de eixo horizontal, com 3 pás [11], conforme ilustra a Figura 2.2.



(a)



(b)

Figura 2.2 – (a) Vista frontal de aerogerador de eixo horizontal, com três pás; (b) Vista interna dos componentes típicos.

A primeira parte, vista de frente, é o cubo do rotor, onde estão conectadas as pás, que são as responsáveis pela captação da energia. Na parte interna do cubo, há o controle do ângulo de *pitch*. O controle deste ângulo permite variar a velocidade de giro através de mudanças no ângulo de ataque e obter um melhor desempenho na extração de potência do vento, conforme será apresentado adiante.

O rotor da turbina, através de um eixo (dito eixo de baixa rotação), é conectado a uma caixa de engrenagens (caixa multiplicadora), de forma a adequar a velocidade de giro da turbina ao giro necessário ao gerador, que por sua vez é conectado ao outro eixo (dito de alta rotação). A relação de engrenagens depende da velocidade nominal do eixo da turbina e da velocidade do gerador elétrico, sendo que esta depende do número de pares de pólos. Na aplicação de geradores assíncronos, a fabricação de geradores com elevado número de pares de pólos, especialmente acima de 8, é difícil, e com a tecnologia atual, resulta em máquinas de grande volume [20]. Isto torna obrigatória a presença da caixa de engrenagens, de maneira que, com a relação de transmissão adequada, torne-se possível utilizar máquinas com baixo número de pares de pólos.

Ainda no eixo, há um freio, acionado no caso de emergências, especialmente no caso de desconexão do gerador da rede elétrica, onde a energia do vento poderia causar aceleração excessiva da máquina. Segundo [12], o uso do freio também acontece durante a manutenção do aerogerador, evitando que o sistema possa partir inadvertidamente.

O anemômetro é o responsável pela medição da velocidade do vento. A velocidade medida é um dos parâmetros necessários para otimizar o desempenho na extração de potência. Juntamente com ele é instalado um sensor de direção do vento, capaz de detectar a orientação correta do mesmo. Conhecida a direção, o controle de giro, também chamado controle de posicionamento ou controle *yaw*, é responsável por orientar o sistema. Em turbinas de pequeno porte, da ordem de algumas centenas de kW, esse controle é realizado de maneira passiva, dispensando o uso do sensor. O próprio vento realiza o posicionamento do sistema.

A torre é responsável pela sustentação mecânica da nacele, que por sua vez, é responsável pelo acondicionamento e proteção de todo o sistema.

O gerador elétrico recebe energia mecânica em seu eixo, e é encarregado da conversão desta energia mecânica para energia elétrica. É possível o uso de geradores síncronos e assíncronos, conforme será discutido adiante.

Parâmetros típicos fornecidos pelos fabricantes para suas turbinas são: a potência nominal (*rated power*), *velocidade de entrada* ou *cut-in speed*, que é a velocidade a partir da qual o gerador começa a gerar energia, velocidade de corte ou *cut-out speed*, que é o ponto onde a geração é interrompida, além da velocidade nominal ou *rated speed*, que é a velocidade onde o gerador consegue transferir a máxima potência. Estes parâmetros estão ilustrados na Figura 2.3.

Logo a seguir, na Tabela 2.1, segue uma folha de espcificações real, extraída do site da WOBBEN Windpower [13].

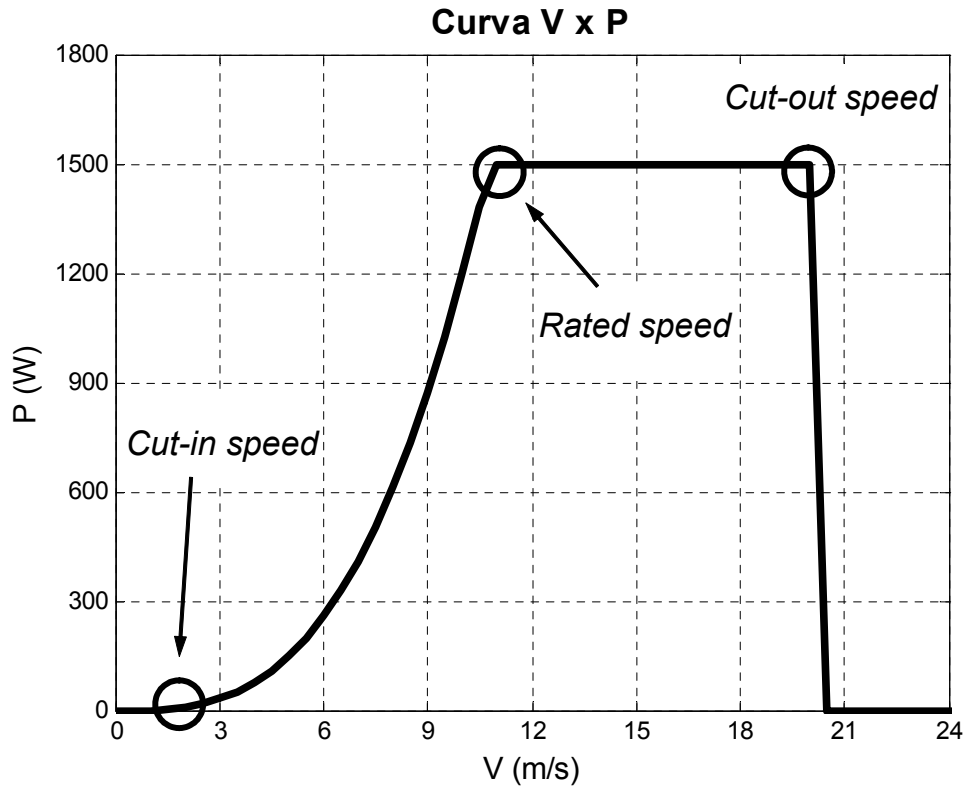


Figura 2.3 – Curva típica de potência em função da velocidade do vento de uma turbina eólica.

Tabela 2.1 – Aerogerador E-70 – Características e especificações técnicas

Fabricante	WOBBEN Windpower / ENERCON GmbH.
Família	E-70.
Potência nominal	2000 kW.
Diâmetro do Rotor	71 m.
Altura do eixo do Rotor	64-113 m.
Rotor com controle ativo de ângulo de passo das pás	
Tipo	Na frente da torre.
Número de pás	Três.
Área varrida pelas pás	3959 m^2
Material das pás	Epoxy (reforçado com fibra de vidro), com proteção total contra descargas atmosféricas.
Velocidade do rotor	Variável, 6-21,5 rpm.
Velocidade de Ponta de Pá	22-80 m/s.
Controle de potência	Três sistemas elétricos de acionamento sincronizado do ângulo de passo das pás,

	com suprimento auxiliar de energia para emergências.
Gerador	
Eixo	Rígido.
Mancais	Com dois rolamentos cônicos.
Gerador	Gerador de anel ENERCON com acionamento direto rotor/gerador.
Alimentação da rede elétrica	Conversor ENERCON.
Sistemas de frenagem	. Três sistemas independentes de controle do ângulo de passo das pás. . Freio de rotor. . Trava de rotor para serviço e manutenção.
Controle de orientação	Ativo por engrenagens, amortecimento dependente do esforço.
Sistema de monitoramento remoto	ENERCON SCADA.
Velocidade do vento - início de produção	2,5 m/s.
Velocidade do vento – corte de produção	8-34 m/s.
Velocidade do vento - potência nominal	12,5 m/s.

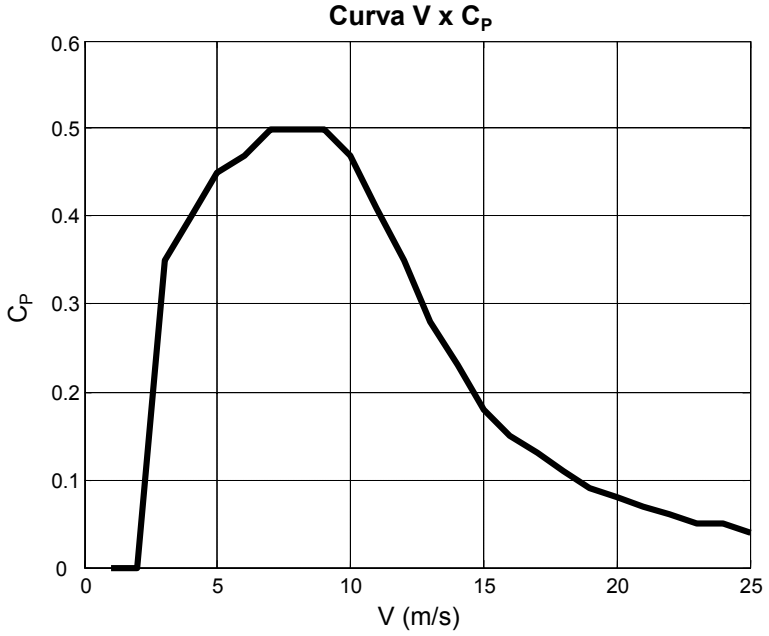
2.3.1. VELOCIDADE FIXA E VELOCIDADE VARIÁVEL

Conforme citado na seção anterior, o processo de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica tem sua eficiência limitada pelo coeficiente de potência, C_P, que por sua vez, varia com a velocidade do vento. A variação do coeficiente com a velocidade do vento é visto na Figura 2.4, desenhada a partir de dados publicados em [13].

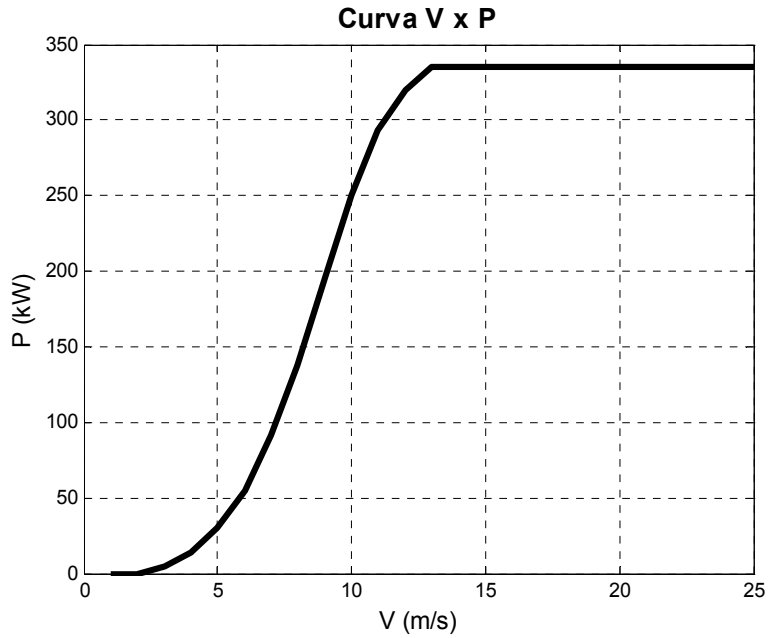
Não é possível controlar a velocidade do vento para obter sempre o rendimento ótimo, ou seja, o maior valor de C_P. O vento depende, fundamentalmente, das condições climáticas locais. Deste modo, o ajuste para se maximizar o aproveitamento de energia do vento é realizado através do controle da velocidade da turbina. Aqui então, surge o conceito das turbinas de velocidade fixa e as turbinas de velocidade variável.

Para controle da velocidade das turbinas são empregados, basicamente, dois métodos: o controle do ângulo de passo β e o chamado controle de efeito estol (em inglês chamado *stall*) ou descolamento. Mais recentemente, avanços têm sido realizados

no sentido de realizar controles híbridos, baseados na combinação tanto da variação do ângulo de passo como do efeito estol.



(a)



(b)

Figura 2.4 – Curvas do catálogo da ENERCON; (a) Coeficiente de potência x Velocidade; (b) Potência x Velocidade.

O torque presente nas pás da turbina, que provoca o movimento de rotação, surge devido à diferença de pressão na parte superior e inferior da pá. Segundo [12], a

pá é projetada de maneira que o vento que percorre a parte superior da pá tenha uma velocidade superior àquela desenvolvida pelo vento na parte inferior. Desta maneira, cria-se uma região de baixa pressão na parte superior da pá, e então se observa o surgimento de uma resultante nesta direção. Dessa interação entre a pá e a massa de ar, surgem as forças de arrasto (*drag*) e levantamento (*lift*).

Segundo [14], a força de arrasto é a força que tem a mesma direção do vento. É a força sentida por qualquer corpo mergulhado numa rajada de vento. A força de levantamento é aquela que surge por conta do efeito da diferença de pressão entre a parte superior e parte inferior da pá. Ela é perpendicular à força de arrasto.

O ângulo da pá em relação ao fluxo de ar é chamado "ângulo de ataque". Esta diferença de velocidade do vento, citada acima, depende diretamente deste ângulo. De maneira que, ajustando adequadamente este ângulo, é possível então controlar a ação da força de levantamento, e ajustar as respectivas aceleração e velocidade da pá.

A partir de determinado ponto, dentro desta faixa de variação do ângulo de ataque, observa-se a ação do efeito de descolamento do fluxo (estol). O efeito estol, segundo [15], consiste em um efeito passivo, advindo dos conceitos de aerodinâmica. O ângulo de passo é mantido constante, porém, com o aumento da velocidade do vento, o escoamento de ar em torno da pá é "descolado", provocando assim uma diminuição nas forças que atuam sobre a pá.

O sistema com regulação baseada em estol é projetado de maneira que, a partir da velocidade nominal, o fluxo em torno da pá se separa, porém não imediatamente, e sim de forma gradual, provocando uma diminuição proporcional da força atuando sobre a pá, e conseqüentemente diminuindo a velocidade de forma equilibrada. Este sistema de diminuição gradativa evita excessivas seqüências de conexão e desconexão do aerogerador, além de possibilitar um melhor aproveitamento da energia disponível e possibilitar ao aerogerador manter-se operacional durante rajadas de vento.

Este tipo de controle também é importante no sentido de "descolar" a camada de ar das pás no caso de velocidades acima das suportadas. Uma sobrecarga mecânica poderia causar destruição do sistema. O controle de giro também pode ser aplicado nesse caso, bastando para tal, orientar toda a nacele na direção oposta a do vento no momento.

As turbinas que operam em velocidade fixa são conectadas diretamente à rede, através do uso de gerador assíncrono. A velocidade é mantida dentro de uma determinada faixa, em torno de um valor, através da ação de um destes controles já citado (tipicamente estol). Assim, em regiões sujeitas a grande variação na velocidade do vento, o sistema pode ter um rendimento abaixo do que seria possível.

No caso das turbinas de velocidade variável, para ajustar a velocidade de rotação ótima da turbina, em função da velocidade do vento, é necessário conhecer o parâmetro chamado "relação de velocidade de ponta" (*tip speed ratio*), λ, e calculado através de:

$$\lambda = \frac{\omega r}{V_{vento}}. \qquad \textbf{(2.4)}$$

onde V_{vento} é a velocidade do vento, r é o raio do catavento e ω é a velocidade angular.

As curvas mostradas anteriormente, na Figura 2.4, mostram que acima da velocidade nominal, a potência nominal é mantida constante, através da diminuição do valor do coeficiente de potência. É a ação do controle do ângulo de passo, no sentido de limitar a velocidade do gerador. Com a diminuição de C_P, o rendimento aerodbeleinâmico do sistema como um todo sofre uma degradação, porém, esta é necessária no sentido de limitar a potência máxima de saída e proteger o sistema.

Como o coeficiente de potência depende da relação de velocidade de ponta, pode-se afirmar então que para cada velocidade do vento existe um ajuste do ângulo de "pitch" que leva a um λ ótimo, que propicia a máxima extração de potência (maximização de C_P). Em outras palavras, para cada ângulo de passo, há uma curva C_P x λ onde pode-se buscar o melhor ponto de operação.

Segundo [2], a operação da turbina em velocidade variável permite um aproveitamento de 20 a 30% melhor do recurso eólico disponível, quando comparada com a turbina de velocidade fixa.

2.3.2. TOPOLOGIAS

O uso de geradores elétricos síncronos ou assíncronos e a possibilidade de operação em velocidade ajustável ou fixa, permite que um aerogerador seja montado segundo diferentes conceitos. A Figura 2.5 ilustra um gerador assíncrono conectado diretamente à rede elétrica, com operação em velocidade fixa.

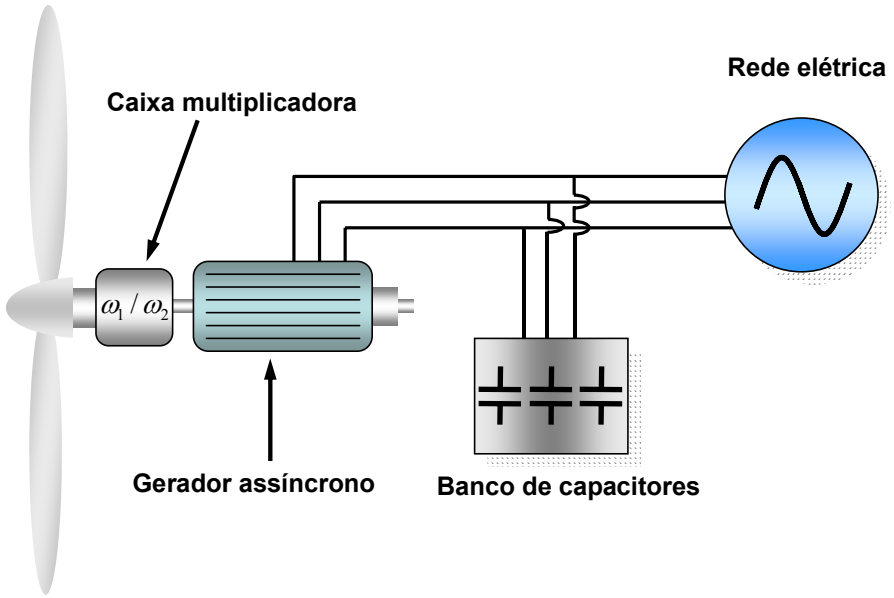


Figura 2.5 – Aerogerador com conexão direta à rede.

Aerogeradores deste tipo, conectados diretamente, podem apresentar problemas de regulação de tensão e freqüência na carga, conforme apresentado por [9]. Qualquer oscilação no torque do gerador é transferida diretamente para rede, sob a forma de oscilações de tensão.

O banco de capacitores é necessário para compensar a potência reativa (var) necessária à magnetização do entreferro do gerador.

Segundo [18], a operação de máquinas deste tipo em sistemas desequilibrados pode causar aquecimento diferenciado em vários pontos dos enrolamentos do estator, diminuindo a vida útil do isolamento, e ainda causar pulsação no torque, aumentando inclusive o nível de ruído e o desgaste mecânico do sistema.

Uma outra opção ao uso de gerador conectado diretamente à rede elétrica é realizar conexão do gerador à rede através de conversores eletrônicos de potência. O uso de conversores deste tipo acarreta em algumas vantagens, como, por exemplo, a facilidade de "isolar" possíveis oscilações de torque, decorrentes de variações no regime de ventos, mantendo a freqüência injetada na rede constante.

Uma outra vantagem deste esquema de conexão, através de conversores, é a possibilidade de controlar a injeção de potência reativa na rede. Através de uma estratégia de controle adequada, esta injeção de potência reativa pode ser utilizada para regular a tensão ou o fator de potência no ponto de conexão do aerogerador.

Por outro lado, o uso dos conversores também acaba por trazer desvantagens. Pode-se destacar o aumento do custo total do sistema e a injeção de harmônicos de corrente devido ao chaveamento do conversor, segundo [16].

A topologia da Figura 2.6 ilustra a conexão de um gerador de indução, com rotor em gaiola de esquilo, ao sistema elétrico.

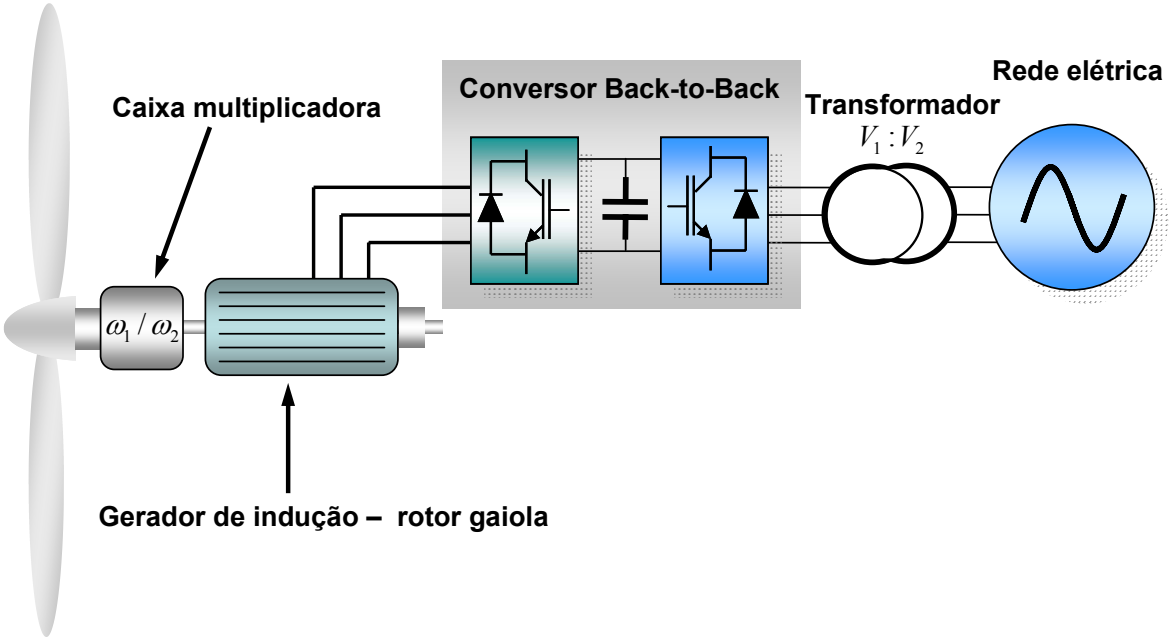


Figura 2.6 – Aerogerador com gerador de indução e rotor em gaiola de esquilo**.**

Esta topologia foi amplamente discutida por [9]. Uma de suas grandes vantagens é a utilização das máquinas de indução com rotor gaiola de esquilo, reconhecidamente robustas e praticamente livres de manutenção, conforme [17]. Por operar em velocidade variável, o sistema provê flexibilidade de operação numa ampla faixa de velocidades do vento. As vantagens já citadas pelo uso do conversor eletrônico (controle da injeção de potência reativa) estão presentes nessa topologia.

A principal desvantagem desta montagem é a necessidade da utilização de conversores com potência nominal igual ou superior à da máquina. O custo do sistema torna-se maior, e, além disso, a eficiência do conversor passa a ser um parâmetro importante, especialmente em turbinas de maior potência, onde uma estratégia de chaveamento inadequada, com baixo rendimento, pode acarretar em excessivas perdas por chaveamento.

Uma alternativa para diminuição do tamanho dos conversores necessários, é a utilização da máquina de indução de rotor bobinado (MIRB), em topologia mostrada na Figura 2.7.

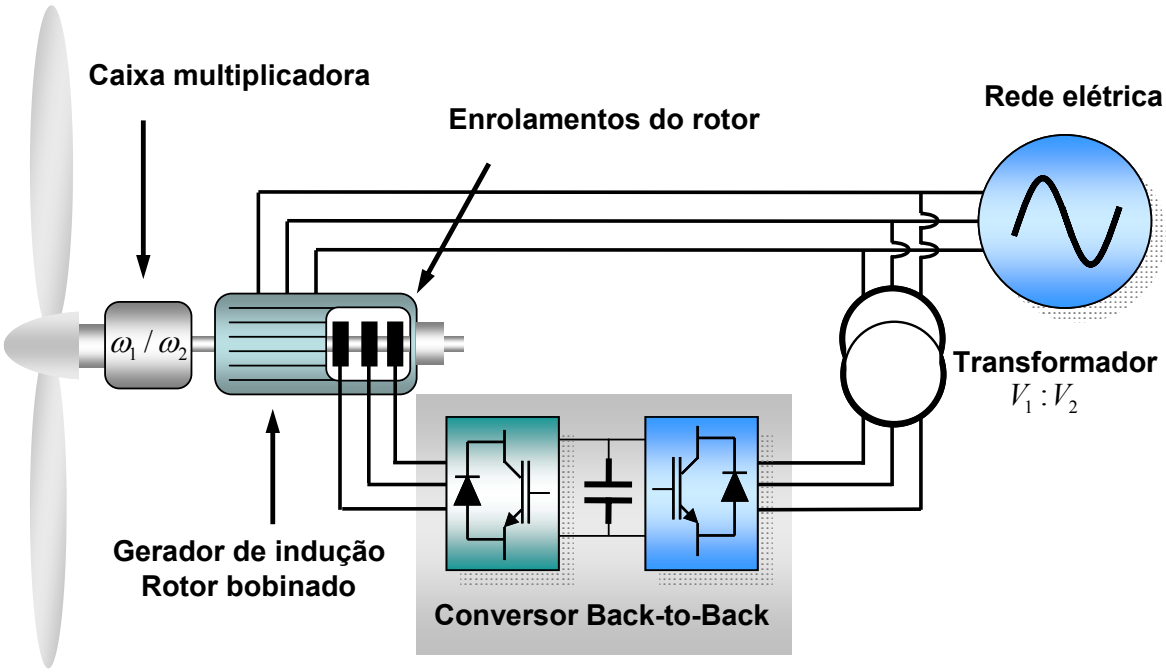


Figura 2.7 – Aerogerador com gerador de indução e rotor bobinado.

Esta topologia conta com todas as vantagens da geração em velocidade variável. Além destas, pode-se destacar a possibilidade de uso de um conversor de potência menor quando comparado com a solução supracitada.

O conversor, neste caso, precisa operar apenas com a potência presente no rotor da máquina. Esta potência, chamada "potência de escorregamento", é limitada pela faixa de velocidade em que o gerador opera, que efetivamente é limitada, já que o sistema só pode operar dentro de uma certa faixa de velocidade, devido a limitações mecânicas e à limitação da potência máxima que pode ser operada pelos conversores.

Segundo [19], com a velocidade variando em cerca de 30% acima e abaixo da velocidade síncrona, um conversor dimensionado em 30% da potência nominal da máquina é suficiente.

Como a maior parte da potência flui pelo estator da máquina, a eficiência do conversor apresenta uma relevância menor na eficiência do sistema como um todo, diferente da topologia envolvendo o gerador de indução com rotor gaiola de esquilo, onde o conversor tem uma maior potência nominal.

O fluxo de potência no rotor depende do modo de operação da máquina. Quando operando no modo subsíncrono, ou seja, $s>0$, o fluxo de potência se dá da rede para o rotor. Por outro lado, quando no modo supersíncrono, caracterizado por $s<0$, a potência flui do rotor para rede. Quando o escorregamento, s, vale zero, o conversor então

fornece corrente contínua, o que leva a máquina a comportar-se como um motor síncrono.

O uso da caixa multiplicadora, tanto na topologia com o rotor gaiola de esquilo, quanto na topologia de rotor bobinado, é necessário, pois, de acordo com [20], devido ao entreferro pequeno, o fluxo de dispersão aumenta muito para máquinas com muitos pólos. Assim sendo, máquinas de indução com muitos pólos acabam tornando-se muito grandes.

A opção para geradores sem a caixa multiplicadora é o uso de máquinas síncronas com número de pólos capaz de compatibilizar a velocidade de rotação da máquina com a baixa velocidade angular devido à ação do vento.

2.4. Conexão de geradores eólicos

Sistemas eólicos são, tipicamente, empregados em três situações, segundo [15]: Sistemas isolados, híbridos e interligados. A instalação de aerogeradores em ambientes *offshore* vem ganhando bastante expressão, e pode ser inserida neste contexto como uma aplicação em sistema híbrido ou interligado. De acordo com o sistema onde será empregado o aerogerador, alguns fatores devem ser levados em conta durante o projeto.

2.4.1. CONEXÃO EM SISTEMAS ISOLADOS

Quando aplicados em sistemas isolados ou autônomos, ou seja, não conectados ao sistema elétrico, os aerogeradores são a principal fonte de energia. O desempenho do sistema depende diretamente das condições de vento, e a regulação de tensão e freqüência é bastante instável.

Em situações de vento abundante e pouca carga, quando a geração é maior que a demanda, é necessário armazenar ou consumir esta energia. Nestes casos, uma das alternativas possíveis seria dotar o sistema de armazenamento de energia, usando baterias ou usinas reversíveis, por exemplo. Uma outra possibilidade é instalar aerogeradores que disponham de algum sistema para "desperdiçar" energia (controle de passo, controle estol ou controle de giro).

No caso do uso de geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo, é necessário ainda dispor de uma fonte de potência reativa, tipicamente um banco de capacitores, como apresentado na seção anterior.

2.4.2. CONEXÃO EM SISTEMAS LIGADOS À REDE

Quando se trata dos sistemas conectados a rede, os aerogeradores não são a única fonte de energia, o que pode vir a facilitar a regulação de tensão no sistema. Dependendo da quantidade de aerogeradores conectados, e da potência de curto circuito do sistema, este sistema pode tornar-se mais "robusto" frente à conexão de turbinas.

Conforme apresentado, por exemplo em [9], o conceito de rede fraca aplica-se a sistemas onde a relação de curto circuito é menor que 20. Nestes casos, apesar da regulação da tensão e freqüência ser realizada pelo sistema, a potência gerada pelos aerogeradores pode vir a ser da mesma ordem de grandeza, podendo acarretar em distúrbios no sistema. Segundo [21], nestes casos, algumas medidas especiais devem ser estudadas, como:

- Instalação de bancos de capacitores reguláveis;
- Ajuste da potência reativa fornecida no local;
- Reforço da rede elétrica;
- Desligamento das centrais eólicas sob certas condições.

2.4.3. CONEXÃO EM SISTEMAS HÍBRIDOS

Os sistemas híbridos são caracterizados pela presença de mais de uma fonte de energia. Este tipo de sistema, tipicamente, alimenta regiões afastadas e com uma demanda que não poderia ser suprida por um sistema isolado, que normalmente é de menor porte. É comum a utilização de geradores diesel, e nestes casos, o uso de aerogeradores se torna bastante vantajoso, do ponto de vista de serem capazes de reduzir a emissão de poluentes oriundos da queima do diesel.

Segundo [9], levando-se em conta o custo do diesel, é possível também obter redução no custo de operação do sistema como um todo. Além disso, as vantagens de diversificação de qualquer sistema elétrico, citadas na introdução deste trabalho, também são aplicadas neste caso.

2.4.4. CONEXÃO EM SISTEMAS OFFSHORE

O mais recente uso dos sistemas eólicos é em aplicações offshore. Facilidades como a disponibilidade de grandes áreas livres e ventos com velocidades superiores, visto que estão sujeitos a menos (praticamente nenhum) obstáculos, fazem com que a alternativa offshore cada vez mais ganhe atenção, especialmente na Europa.

Grandes dificuldades neste tipo de instalação são as dificuldades de instalação e manutenção. A interligação com o sistema elétrico é outro grande problema, embora existam estudos no sentido de utilizar transmissão em corrente contínua, que teoricamente, poderia viabilizar sistemas ainda mais afastados da costa.

Segundo [22], já há protótipos de aerogeradores para aplicação offshore com potências da ordem de 5 MW, e a expectativa é que esta potência atinja 10 MW, e rotores com diâmetros da ordem de 125 m.

2.5. Aerogeradores e qualidade de energia

O vento não é uma fonte de energia constante. De maneira que, em sistemas conectados diretamente a rede elétrica, possíveis oscilações no torque do gerador, ocasionadas pelo regime de vento, são refletidas na tensão gerada. O uso de sistemas de controle de velocidade (controle de passo e controle estol) é útil no sentido de atenuar estas oscilações na velocidade.

O uso de conversores eletrônicos, embora acarrete numa série de vantagens, também pode colaborar com uma degradação na qualidade de energia, especificamente na distorção harmônica, visto que o chaveamento do conversor acaba por gerar harmônicos, cuja ordem pode variar de acordo com a estratégia de chaveamento e freqüência adotados.

2.5.1. FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

Redes com baixa razão de curto circuito sofrem uma maior influência oriunda dos aerogeradores sendo conectados e desconectados, como mostrado, por exemplo, em [9]. Em outras palavras, sistemas desse tipo sofrem maior degradação com variações na geração de potência ativa e reativa, degradação essa que acarreta em flutuações de tensão.

Alguns dos fatores capazes de influenciar a regulação de tensão nos terminais do gerador são:

- Variações na velocidade do vento;
- Conexão e desconexão do aerogerador;
- Efeito de sombra da torre.

Há de se observar que estes fatores estão mais associados a geradores conectados diretamente a rede elétrica, pois no caso do uso de conversores, estes realizam um papel de "isolamento" entre o lado do gerador e o lado da rede.

2.5.2. *FLICKER*

O efeito chamado de flicker é caracterizado por oscilações na amplitude da tensão, em freqüências baixas (inferiores à da rede). O efeito de flicker é muito observado em circuitos de iluminação, pois tipicamente é visível ao olho humano.

A oscilação de tensão ocorre por conta de oscilações no torque, causadas principalmente pelo efeito de sombra da torre e variações na velocidade do vento, segundo [23]. Como o sistema de ângulo de passo tem um atraso, este também pode causar variações no torque, especialmente sob condições severas de vento.

As operações de conexão e desconexão dos aerogeradores a rede elétrica, segundo [23], por causarem mudanças nos valores da potência ativa e reativa, também causam oscilações de tensão no ponto de conexão. Tipicamente, turbinas equipadas com conversores são capazes de fazer uma conexão de maneira mais "suave", com métodos de "soft-starting".

No caso de máquinas de indução, a corrente de partida pode atingir valores de seis a sete vezes a corrente nominal. Aqui, novamente, turbinas equipadas com conversores apresentam vantagem, pois apresentam capacidade de controle da corrente de partida, causando assim um impacto menor no sistema.

2.5.3. HARMÔNICOS

Harmônicos são definidos como componentes com freqüências múltiplas da freqüência do sinal original. Tomando-se como exemplo a rede de 60 Hz, seriam componentes em 120 Hz, 180 Hz, e assim em diante.

A poluição harmônica é assunto em muitos artigos da área, como por exemplo, [23,25]. Cargas não-lineares, circuitos e conversores de eletrônica de potência e circuitos de acionamento de motores são alguns exemplos de grandes "poluidores" do sistema.

O uso de conversores (retificadores e inversores), embora traga vantagens aos sietemas eólicos, carrega consigo as desvantagens associadas à geração de componentes harmônicos no sistema elétrico, destacando-se [23]:

- Aquecimento nos circuitos de alimentação
- Queima de circuitos eletrônicos
- Má operação de circuitos de proteção
- Ruído audível
- Interferência em circuitos de comunicação

No capítulo de simulações serão apresentados alguns resultados de poluição harmônica causada por conversores.

2.5.4. CAPACIDADE DE *RIDE THROUGH*

Com a instalação de parques eólicos crescendo, e o conseqüente aumento de elementos capazes de degradar a qualidade da energia, a regulamentação associada aos requisitos mínimos para conexão de aerogeradores aos sistemas elétricos existentes vem se tornando mais rígida. Estas condições de operação envolvem, entre outros, controle da freqüência e do fator de potência nos geradores, além da necessidade de permanecerem conectados mesmo durante situações de faltas no sistema.

Um dos conceitos novos que foi inserido por essas novas legislações é o de *ride through default capability*, que consiste basicamente na capacidade de um aerogerador em permanecer conectado a rede, mesmo quando da ocorrência de distúrbios associados à amplitude da tensão no ponto de acoplamento, estes muitas das vezes causados por falhas em outros pontos do sistema. A Figura 2.8 ilustra o perfil de tensão especificado por uma operadora dinamarquesa [26].

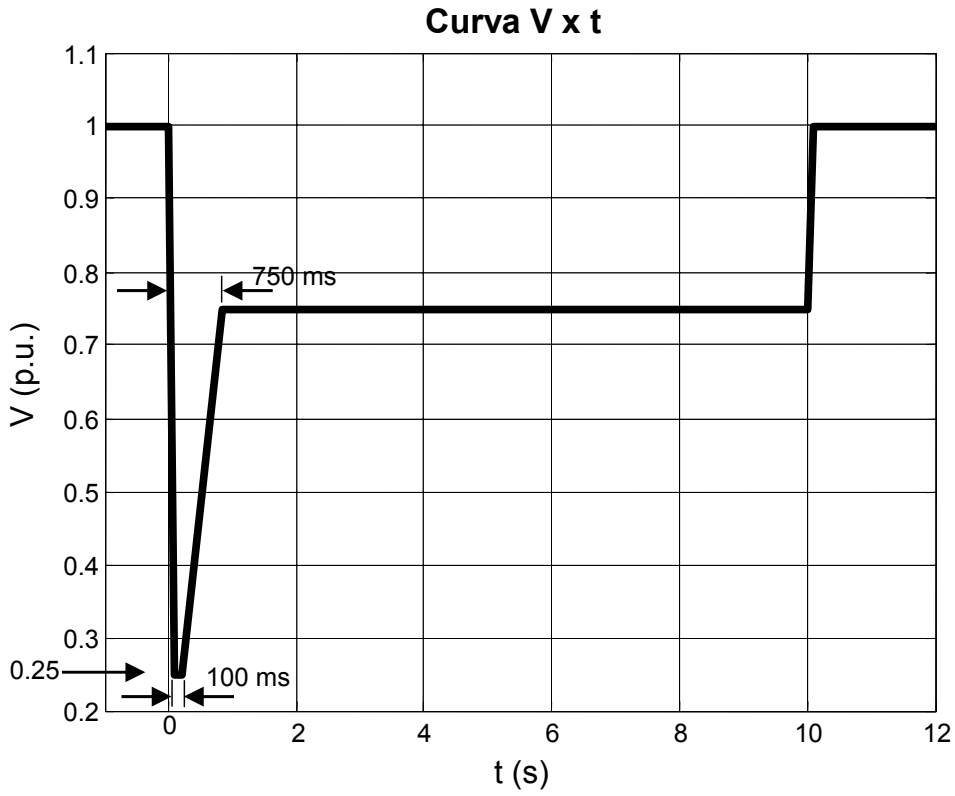


Figura 2.8 – Perfil de amplitude (RMS) de tensão estabelecido por norma.

CAPÍTULO 3

Modelagem e Controle

O trabalho de modelagem consiste em levantar modelos, sob forma de expressões matemáticas, capazes de descrever o comportamento de um determinado sistema. Este tipo de desenvolvimento é fundamental no sentido de avaliar o comportamento dinâmico de uma planta. Seja para projetar os controladores, para realizar análise de regime transitório ou permanente, é através do modelo analítico que se deve inicar o estudo. Pelo uso do modelo, é possível determinar a influência de cada parâmetro no comportamento dinâmico. Pode-se, por exemplo, no caso de um motor ou gerador, definir seu comportamento mediante variações de tensão e freqüência. Com este tipo de informação, é possível também realizar trabalhos de otimização, que podem ser valiosos quando aplicados em geração eólica, de maneira a maximizar a extração de potência. Este capítulo apresentará a metodologia empregada para o levantamento do modelo da máquina de indução de rotor bobinado e do conversor fonte de tensão, que faz a conexão com a rede elétrica. E a partir dos modelos, serão também propostas estratégias de controle para o sistema.

3.1. Topologia de Scherbius

A chamada "Topologia de Scherbius" [2,14], mostrada na Figura 1.3, consiste em um arranjo envolvendo a máquina de indução de rotor bobinado e dois conversores estáticos, em topologia "back-to-back", um conectado ao rotor da máquina e outro na alimentação do estator. Esta topologia já era empregada em acionamentos de alta potência, graças a uma característica: limitando-se a faixa de velocidade da máquina, é possível limitar-se a potência máxima que flui pelo conversor, reduzindo-se o seu tamanho.

Partindo deste princípio, a topologia de Scherbius torna-se viável para aplicações em aerogeradores de velocidade variável, pois neste caso, a faixa de velocidade é limitada, respectivamente, pela velocidade de entrada do gerador e pela velocidade de corte. Este mesmo sistema pode ser empregado em outras aplicações onde a velocidade de geração não é constante, caso, por exemplo, de algumas usinas reversíveis.

Estando os dois conversores interconectados através do elo CC, o controle relativo a cada um deles atenderá a objetivos diferentes: enquanto o conversor do lado do rotor deve ser responsável por controlar a velocidade da máquina e o dreno ou injeção de potência ativa, o conversor acoplado à rede, por sua vez, será responsável por regular a tensão no capacitor, fazendo a potência fluir do capacitor para rede ou vice versa.

3.2. Máquinas de indução

Os primeiros registros sobre máquinas de indução datam de 1885 (Galileo Ferraris) e 1886 (Nicola Tesla) [17]. Apesar de toda a evolução no processo construtivo, o princípio básico de operação continua o mesmo até os dias atuais: o sistema trifásico produz um campo girante, tipicamente no estator, campo este que induz tensão e produz corrente nos enrolamentos do rotor. Esta corrente induzida então, gera um campo no rotor, também girante. A interação entre estes campos girantes produz torque. A Figura 3.1 ilustra uma máquina de indução, e seus respectivos enrolamentos, no estator (A, B e C) e no rotor (a, b e c).

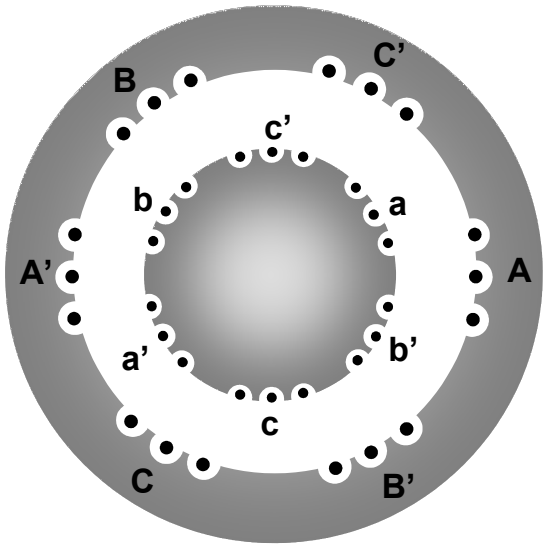


Figura 3.1 – Enrolamentos no estator (parte fixa) e no rotor (parte móvel).

As duas classificações mais comuns para máquinas de indução são devidas aos possíveis tipos de rotor: os enrolamentos podem estar em curto-circuito, caracterizando a máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo, ou, os enrolamentos podem ser disponibilizados através do uso de anéis coletores, caracterizando a máquina de indução de rotor bobinado. A máquina de rotor bobinado foi idealizada em 1889, por Dolivo-Dobrovolsky [17].

As máquinas de indução com rotor em gaiola de esquilo, por sua robustez, versatilidade e simplicidade acabaram por ser um dos fatores decisivos para a proliferação dos sistemas de distribuição CA. Seu uso já teve início por volta de 1900, e desde essa época, aperfeiçoamentos vêm sendo realizados no sentido de melhorar o desempenho e a eficiência da máquina. Destes estudos, resultou uma máquina com rendimento considerado muito bom e baixo custo inicial. O uso das máquinas de rotor bobinado, mais restrito, apresenta como característica principal a possibilidade de obter valores de torque maiores na partida, através da conexão de resistores aos enrolamentos do rotor.

O desenvolvimento da eletrônica de potência e seus dispositivos, de técnicas de controle vetoriais [5] e modelos analíticos mais completos permitiram que o controle de velocidade para motores de indução se tornasse mais simples e eficiente. A técnica de controle vetorial permite realizar o controle do torque e da magnetização desta máquina através de duas componentes de corrente distintas e desacopladas, tal como é realizado em máquinas de corrente contínua de alimentação independente.

O acesso aos enrolamentos do rotor da máquina de indução duplamente alimentada (ou de rotor bobinado) torna este tipo de gerador interessante para geração de energia em velocidade variável, pois possibilita lidar com potência mais baixa (potência de escorregamento) e controlar o escorregamento. Algumas possíveis aplicações são aerogeradores, pequenas centrais hidrelétricas, ou mesmo usinas reversíveis.

As próximas seções apresentam a modelagem da máquina de indução de rotor bobinado. Pretende-se particularizar o modelo para aplicação do controle vetorial, apresentado por [5].

3.3. Estrutura básica

Tipicamente máquinas de indução de rotor bobinado são conectadas a rede, pelo estator, que é dotado de um enrolamento trifásico. O campo que resulta da alimentação destes três enrolamentos é girante, de maneira que este acaba por induzir tensão no rotor. Esta tensão irá produzir corrente, que por sua vez, irá gerar um campo no rotor.

O torque é gerado a partir da interação entre o campo do estator, e o campo induzido no rotor, que irão atrair-se.

A relação torque x velocidade de uma máquina de indução, com rotor em gaiola de esquilo, é tal como mostrada na Figura 3.2. Nesta figura, a máquina está alimentada com uma tensão de freqüência 60 Hz.

Pela curva da Figura 3.2, pode-se observar que para funcionar como gerador (torque negativo), a máquina de indução deve ser acionada a uma velocidade superior a velocidade síncrona, que é a velocidade onde a corrente induzida no rotor é nula. Neste momento, o escorregamento também é negativo.

A conexão de resistores aos enrolamentos do rotor de uma máquina de indução de rotor bobinado permite variar o valor do torque de partida, o que pode ser observado na Figura 3.3, onde foram utilizados valores de resistência tais que $R_3 > R_2 > R_1$.

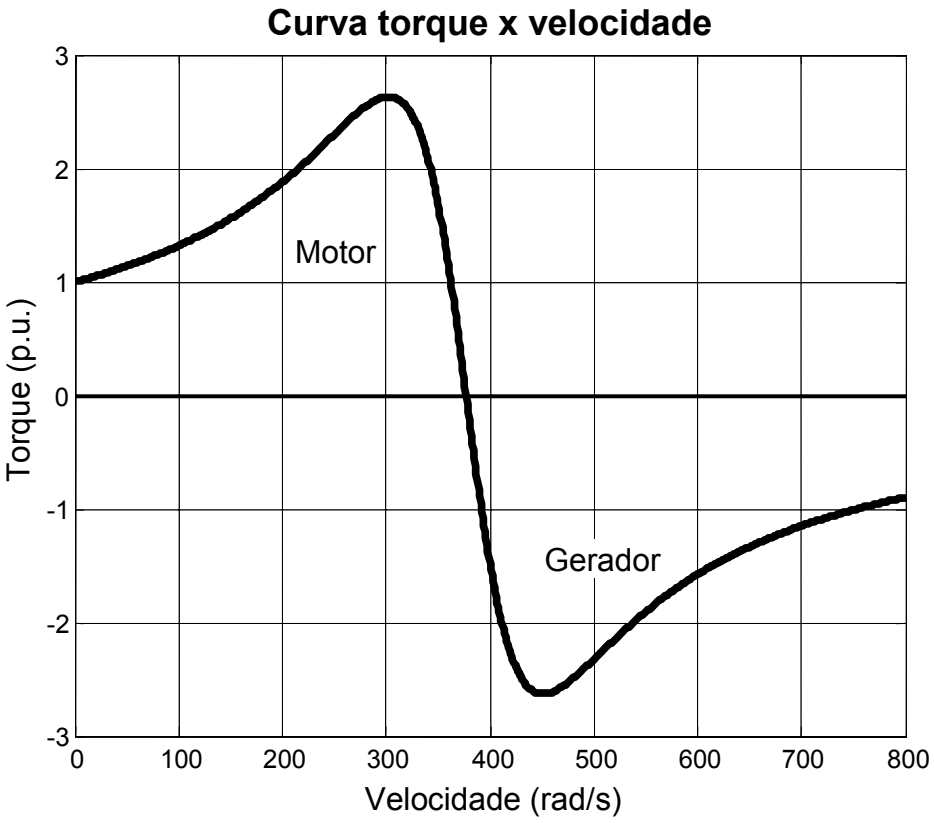


Figura 3.2 – Curva Torque x Velocidade típica de um motor de indução.

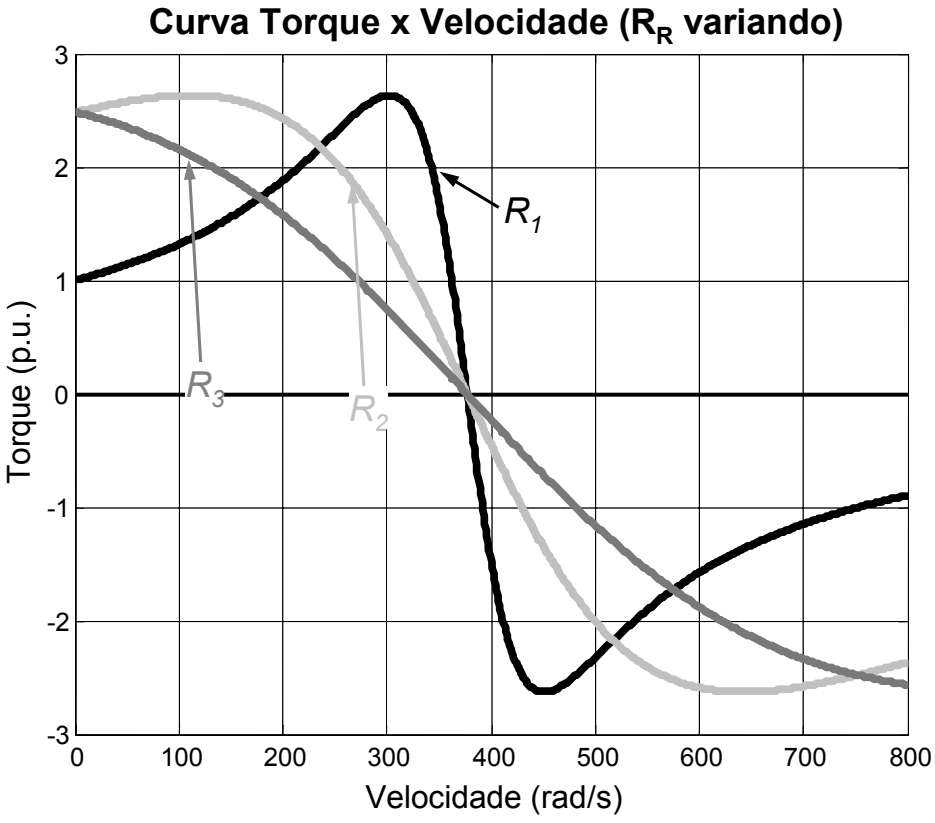


Figura 3.3 – Curva torque x velocidade para diferentes valores de resistência do rotor.

No caso da máquina com rotor bobinado, como os enrolamentos do rotor estão acessíveis, é possível impor a freqüência de alimentação das correntes com uso de conversor, possibilitando-se assim um controle direto do escorregamento. Quando for imposta uma freqüência nula na alimentação do rotor, o comportamento da máquina é similar ao de uma máquina síncrona.

3.4. Modelos matemáticos

Uma forma de modelagem consagrada consiste em modelar a máquina em variáveis de fase, e a seguir, utilizar uma transformação das três variáveis de fase para apenas duas variáveis, porém, ortogonais.

3.4.1. MODELAGEM EM VARIÁVEIS DE FASE

O modelo matemático a ser derivado permite descrever o comportamento dinâmico da máquina. É possível assim definir como a máquina responde a determinadas variações, como por exemplo, na tensão e freqüência de alimentação. A influência na resposta da máquina de cada um dos parâmetros também pode ser estudada. E é através da modelagem que estratégias de controle poderão ser definidas. Este trabalho de modelagem foi realizado de acordo com [7,24,28].

O trabalho de modelagem inicialmente é realizado em variáveis de fase (ABC no rotor e abc no estator). Posteriormente as variáveis (tensões, correntes e enlaces de fluxo) serão transformadas em componentes “d” e “q”. O controle das parcelas ativa e reativa torna-se então desacoplado. Para realizar esta modelagem, cada um dos três enrolamentos pode ser visto como tendo uma parcela resistiva, uma parcela indutiva própria e um termo devido ao acoplamento magnético.

Conforme mostrado em [7,28], para simplificar o trabalho de modelagem, são levadas em conta algumas hipóteses simplificadoras:

- Os enrolamentos são balanceados e idênticos.
- É levada em conta apenas a componente fundamental da FMM produzida no estator e no rotor.
- O efeito das ranhuras é desprezado e o entreferro é considerado constante.

- Os efeitos da saturação e da histerese são desprezados.

A partir das hipóteses acima, pode-se realizar a modelagem em variáveis de fase, levando-se em conta uma parcela resistiva (perdas ôhmicas) e as variações nos enlaces de fluxo, por fase, tanto no estator quanto no rotor. A Figura 3.4 ilustra os enrolamentos do rotor, podendo ser estendida também para o estator.

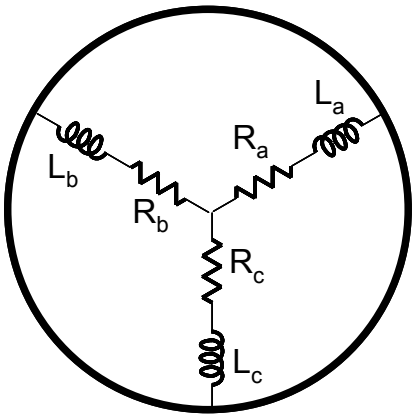


Figura 3.4 – Representação do circuito equivalente dos enrolamentos do rotor.

Os enrolamentos do estator serão representados por letras maiúsculas (A, B, C), enquanto que os enrolamentos do rotor serão representados por letras minúsculas (a, b, c). São obtidos, então, dois conjuntos de equações, sendo para o estator:

$$\begin{cases} V_A = R_A I_A + \dfrac{d\lambda_A}{dt} \\ V_B = R_B I_B + \dfrac{d\lambda_B}{dt} \\ V_C = R_C I_C + \dfrac{d\lambda_C}{dt} \end{cases}, \tag{3.1}$$

e para o rotor:

$$\begin{cases} V_a = R_a I_a + \dfrac{d\lambda_a}{dt} \\ V_b = R_b I_b + \dfrac{d\lambda_b}{dt} \\ V_c = R_c I_c + \dfrac{d\lambda_c}{dt} \end{cases}. \tag{3.2}$$

onde, λ_k ($k = a, b, c, A, B \; e \; C$) representa os enlaces de fluxo. Estes contemplam não somente a indutância própria, como também o acoplamento entre as fases e são dados por:

$$\begin{cases} \lambda_A = L_A I_A + L_{AB} I_B + L_{AC} I_C + L_{Aa} I_a + L_{Ab} I_b + L_{Ac} I_c \\ \lambda_B = L_B I_B + L_{BA} I_A + L_{BC} I_C + L_{Ba} I_a + L_{Bb} I_b + L_{Bc} I_c \\ \lambda_C = L_C I_C + L_{CA} I_A + L_{CB} I_B + L_{Ca} I_a + L_{Cb} I_b + L_{Cc} I_c \\ \lambda_a = L_a I_a + L_{ab} I_b + L_{ac} I_c + L_{aA} I_A + L_{aB} I_B + L_{aC} I_C \\ \lambda_b = L_b I_b + L_{ba} I_a + L_{bc} I_c + L_{bA} I_A + L_{bB} I_B + L_{bC} I_C \\ \lambda_c = L_c I_c + L_{ca} I_a + L_{cb} I_b + L_{cA} I_A + L_{cB} I_B + L_{cC} I_C \end{cases} . \quad \textbf{(3.3)}$$

Como os comportamentos das três fases são idênticos, pode-se realizar uma simplificação, chegando-se a:

$$\begin{cases} L_A = L_B = L_C = L_A + L_{Al} \\ L_a = L_b = L_c = L_a + L_{al} \end{cases} . \quad \textbf{(3.4)}$$

L_A e L_a representam a indutância própria, do estator e do rotor, respectivamente, e os termos L_{Al} e L_{al}, representam a dispersão. O mesmo raciocínio pode ser aplicado às indutâncias mútuas, chegando-se a:

$$\begin{cases} L_{ab} = L_{ba} = L_{ac} = L_{ca} = L_{bc} = L_{cb} = -\frac{1}{2} L_a \\ L_{AB} = L_{BA} = L_{AC} = L_{CA} = L_{BC} = L_{CB} = -\frac{1}{2} L_A \end{cases} . \quad \textbf{(3.5)}$$

Definindo-se $\theta = \omega_R t + \theta_0$ como a posição do eixo magnético da fase *a* do rotor em relação à posição do eixo magnético da fase *A* do estator, sendo ω_R a velocidade angular do rotor e θ_0 a posição inicial, o sistema de eixos é tal qual a Figura 3.5.

Marcando os ângulos, as indutâncias podem então ser calculadas como:

$$\begin{cases} L_{aA} = L_{Aa} = L_{aA} \cos\theta \\ L_{aB} = L_{Ba} = L_{aA} \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{aC} = L_{Ca} = L_{aA} \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases}, \quad \textbf{(3.6)}$$

$$\begin{cases} L_{bA} = L_{Ab} = L_{aA} \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{bB} = L_{Bb} = L_{aA} \cos\theta \\ L_{bC} = L_{Cb} = L_{aA} \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases}, \quad \textbf{(3.7)}$$

$$\begin{cases} L_{cA} = L_{Ac} = L_{aA}\cos\left(\theta + \dfrac{2\pi}{3}\right) \\ L_{cB} = L_{Bc} = L_{aA}\cos\left(\theta - \dfrac{2\pi}{3}\right). \\ L_{cC} = L_{Cc} = L_{aA}\cos\theta \end{cases} \quad \textbf{(3.8)}$$

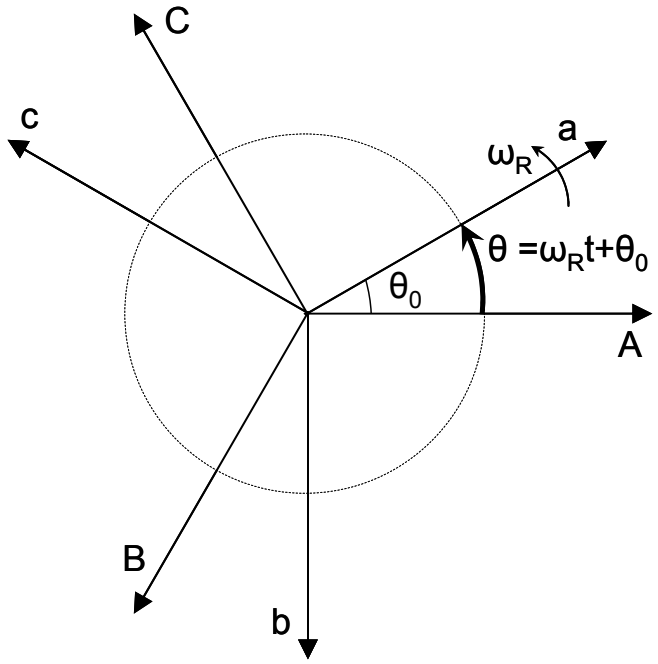


Figura 3.5 – Sistema de eixos.

3.4.2. TRANSFORMAÇÃO DE VARIÁVEIS

Observando-se as equações do modelo, definidas em (3.1) e (3.2), e substituindo-se os valores de enlaces de fluxo e indutâncias, definidas por (3.3) até (3.8), verifica-se que alguns valores variam com a posição instantânea do rotor. A solução para este tipo de problema é a utilização de uma mudança de variável, de maneira a reduzir a complexidade do sistema de equações e eliminar termos que variam com o tempo, conforme descrito em [7, 24, 28].

A transformada de PARK permite substituir as variáveis, associadas às fases, por variáveis associadas a enrolamentos fictícios girantes, ou em outras palavras, referir o sistema de variáveis (ABC) a um sistema girante, podendo ser solidário a qualquer referencial, desde que seja conhecido o ângulo desejado.

A Figura 3.6 mostra os ângulos e o sistema de eixos envolvidos na transformação que será aplicada a seguir:

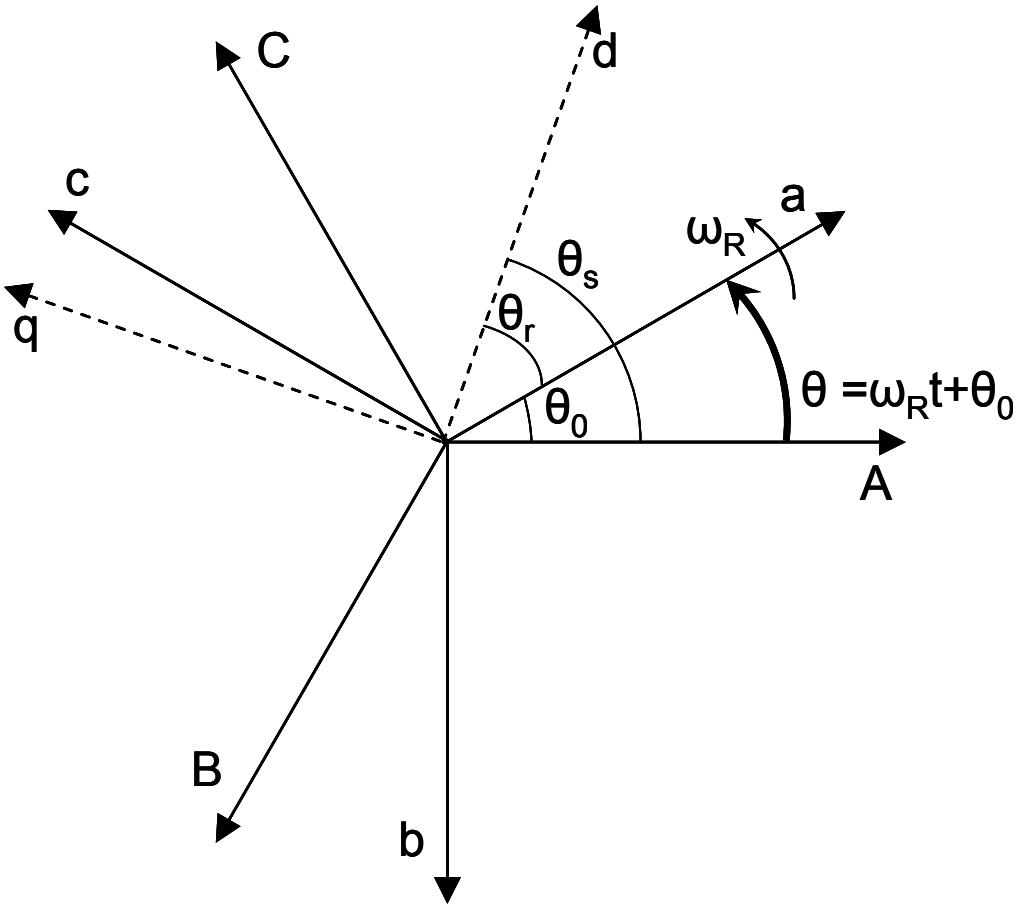


Figura 3.6 – Sistema de eixos e ângulos da transformação.

A principal propriedade da transformação dq0 é a eliminação de indutâncias que variam com o tempo. A matriz de transformação é:

$$[T] = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos\left(\theta_s - \frac{2\cdot\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_s + \frac{2\cdot\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin\left(\theta_s - \frac{2\cdot\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s + \frac{2\cdot\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}. \quad \textbf{(3.9)}$$

Supondo-se um sistema equilibrado, e com alimentação senoidal, dado por:

$$\begin{cases} i_a = I_s \sin\left(\omega_s \cdot t\right) \\ i_b = I_s \sin\left(\omega_s \cdot t - \dfrac{2 \cdot \pi}{3}\right) \\ i_c = I_s \sin\left(\omega_s \cdot t + \dfrac{2 \cdot \pi}{3}\right) \end{cases}. \tag{3.10}$$

A partir da matriz de transformação mostrada em (3.9), pode-se calcular a componente i_{d_s} que é dada por:

$$i_{d_s} = \frac{2}{3}\begin{pmatrix} I_s \sin\left(\omega_s t\right)\cos\left(\theta_S\right) + I_s \sin\left(\omega_s t - \dfrac{2\pi}{3}\right)\cos\left(\theta_S - \dfrac{2\pi}{3}\right) + \\ \sin\left(\omega_s t + \dfrac{2\pi}{3}\right)\cos\left(\theta_S + \dfrac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix}. \tag{3.11}$$

A simplificação de (3.11) resulta em:

$$i_{d_s} = I_s \sin\left(\omega_s t - \theta_s\right). \tag{3.12}$$

Analogamente, chega-se a componente i_{q_s}:

$$i_{q_s} = -I_s \cos\left(\omega_s t - \theta_s\right). \tag{3.13}$$

O mesmo procedimento mostrado deve ser realizado para as variáveis no rotor. A diferença principal é a freqüência ω, imposta pelo conversor. Supondo um sistema de alimentação trifásico e equilibrado, dado por:

$$\begin{cases} i_a = I_r \sin\left(\omega t\right) \\ i_b = I_r \sin\left(\omega t - \dfrac{2\pi}{3}\right) \\ i_c = I_r \sin\left(\omega t + \dfrac{2\pi}{3}\right) \end{cases}. \tag{3.14}$$

Realizando os cálculos, pode-se então obter as expressões das correntes no rotor, em coordenadas dq:

$$i_{d_r} = I_r \sin\left(\omega t - \theta_r\right), \tag{3.15}$$

$$i_{q_r} = -I_r \cos\left(\omega t - \theta_r\right). \tag{3.16}$$

O procedimento de transformação de variáveis deve ser aplicado também aos enlaces de fluxo. Primeiramente no estator:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{d_s} \\ \lambda_{q_s} \\ \lambda_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\left(\theta_s\right) & \cos\left(\theta_s - \frac{2\cdot\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_s + \frac{2\cdot\pi}{3}\right) \\ -\sin\left(\theta_s\right) & -\sin\left(\theta_s - \frac{2\cdot\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s + \frac{2\cdot\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}. \tag{3.17}$$

Simplificando:

$$\lambda_{d_s} = \left(\frac{3}{2} L_a + L_{al}\right) i_{d_s} + \frac{3}{2} L_{aA} i_{d_r}, \tag{3.18}$$

$$\lambda_{q_s} = \left(\frac{3}{2} L_a + L_{al}\right) i_{q_s} + \frac{3}{2} L_{aA} i_{q_r}. \tag{3.19}$$

Da mesma maneira, realizando-se a transformada e simplificando as expressões do rotor, chega-se a:

$$\lambda_{d_r} = \left(\frac{3}{2} L_a + L_{al}\right) i_{d_r} + \frac{3}{2} L_{aA} i_{d_s}, \tag{3.20}$$

$$\lambda_{q_r} = \left(\frac{3}{2} L_a + L_{al}\right) i_{q_r} + \frac{3}{2} L_{aA} i_{q_s}. \tag{3.21}$$

Para chegar-se ao modelo completo, basta então aplicar a transformação nas tensões, chegando se a:

$$v_{d_s} = R_s i_{d_s} + \frac{d\lambda_{d_s}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \lambda_{q_s}, \tag{3.22}$$

$$v_{q_s} = R_s i_{q_s} + \frac{d\lambda_{q_s}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \lambda_{d_s}, \tag{3.23}$$

$$v_{d_r} = R_r i_{d_r} + \frac{d\lambda_{d_r}}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \lambda_{q_r}, \tag{3.24}$$

$$v_{q_r} = R_r i_{q_r} + \frac{d\lambda_{q_r}}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt}\lambda_{d_r} . \quad \textbf{(3.25)}$$

3.4.3. OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE

Para aplicações em regime permanente, o modelo pode ser simplificado, eliminando-se alguns termos. Admitindo-se que o sistema está balanceado, pode-se desprezar a componente de seqüência zero. Por estar em regime permanente, pode-se ainda adotar d/dt = 0. Considerando o eixo girante como estando em sincronismo com o estator, chega-se a (3.26) e (3.27):

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s , \quad \textbf{(3.26)}$$

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega_r = s\omega_s . \quad \textbf{(3.27)}$$

Utilizando estas expressões e as definições dos enlaces de fluxo, chega-se a:

$$v_{d_s} = R_s i_{d_s} - \omega_s L_s i_{q_s} - \omega_s M_{sr} i_{q_r} , \quad \textbf{(3.28)}$$

$$v_{q_s} = R_s i_{q_s} - \omega_s L_s i_{d_s} - \omega_s M_{sr} i_{d_r} . \quad \textbf{(3.29)}$$

onde,

$$L_s = \left(\frac{3}{2} L_a + L_{al} \right). \quad \textbf{(3.30)}$$

$$M_{sr} = \frac{3}{2} L_{aA} . \quad \textbf{(3.31)}$$

Definindo-se:

$$\hat{V}_s = v_{d_s} + j v_{q_s} . \quad \textbf{(3.32)}$$

Para a tensão no rotor, de acordo com a Figura 3.7 tem-se:

$$\hat{V}_r = \left(R_r + j\omega s L_r\right)\hat{I}_r + j\omega s M_{sr}\hat{I}_s . \tag{3.33}$$

Dividindo (3.33) por s, chega-se a:

$$\frac{\hat{V}_r}{s} = \left(\frac{R_r}{s} + j\omega_s L_r\right)\hat{I}_r + j\omega_s M_{sr}\hat{I}_s . \tag{3.34}$$

Esta expressão pode ser representada através de um circuito equivalente apresentado na Figura 3.7.

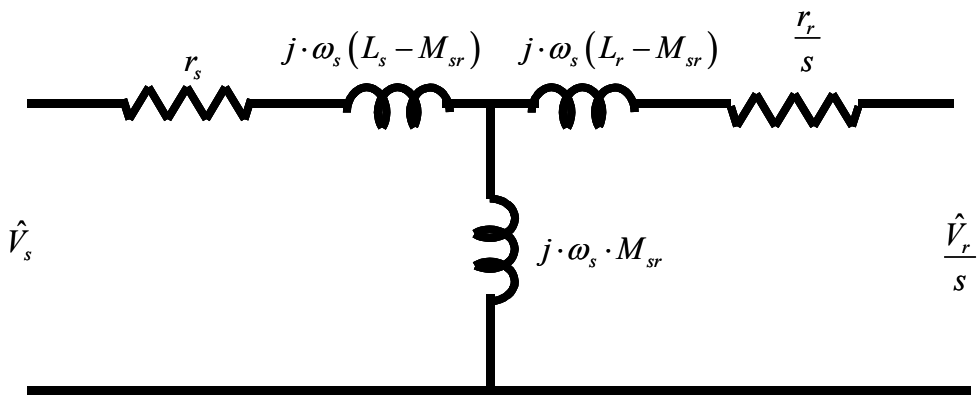


Figura 3.7 - Circuito equivalente para o motor de indução de rotor bobinado.

A partir do circuito da Figura 3.7, pode-se definir:

$$\omega_s\left(L_s - M_{sr}\right) = X_s \tag{3.35}$$

$$s\cdot\omega_s\left(L_r - M_{sr}\right) = X_r \tag{3.36}$$

$$\omega_s M_{sr} = X_m \tag{3.37}$$

O circuito equivalente passa a ser como mostrado na Figura 3.8:

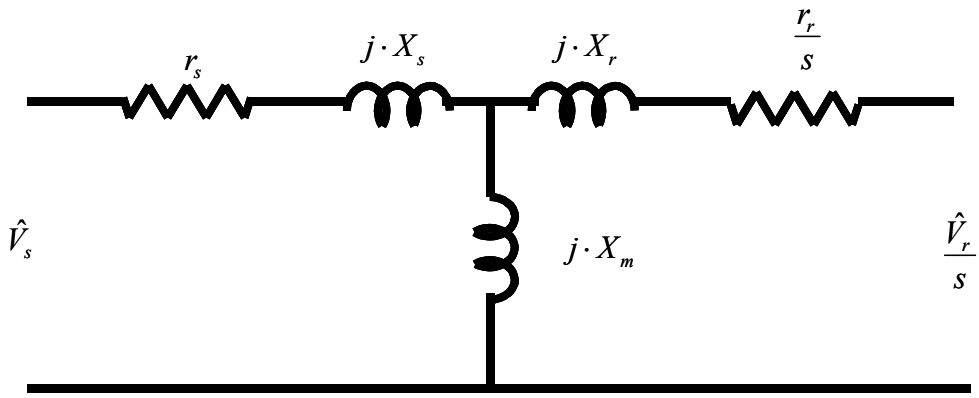


Figura 3.8 - Circuito equivalente com parâmetros redefinidos.

3.5. Conversores fonte de tensão

Conversores fonte de tensão trifásicos, como o apresentado na Figura 3.9 são aqueles que, no lado CC possuem uma fonte de tensão, e convertem esta tensão para um sinal CA, alternado, com magnitude e freqüência controladas. O fluxo de energia pode ser controlado, podendo ser realizado tanto do lado CC para o lado CA (modo inversor) como do lado CA para o lado CC (modo retificador).

Embora a Figura 3.9 utilize o IGBT como dispositivo de comutação, outras chaves totalmente controladas (capazes de serem disparadas ou cortadas a qualquer instante) como MOSFET podem ser utilizadas, de acordo com a freqüência máxima de chaveamento, da tensão e da corrente.

Conversores deste tipo, de acordo com [29], são empregados em acionamento de máquinas, fontes ininterruptas, filtros ativos, entre outras aplicações.

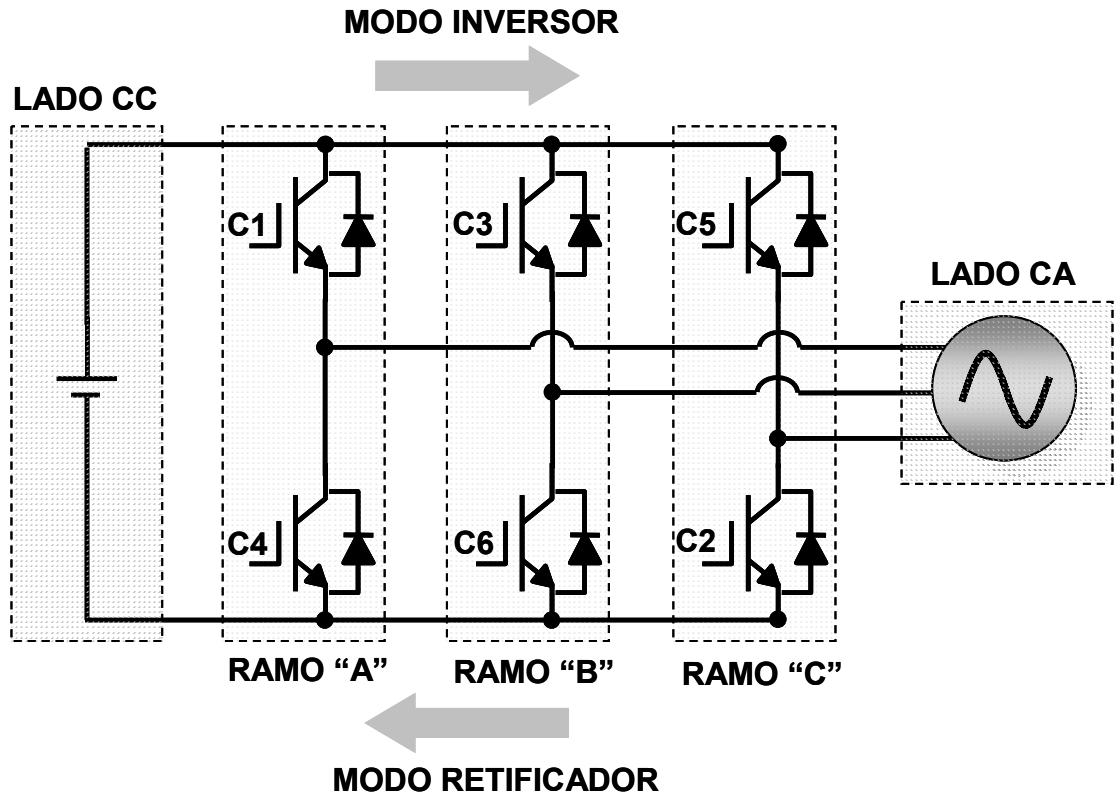


Figura 3.9 – Conversor fonte de tensão a IGBT.

Para aplicação da topologia utilizando o gerador de indução duplamente alimentado, será necessário o uso de dois conversores fonte de tensão como o da Figura 3.9, caracterizando uma topologia "back to back". Na Figura 3.10, a conexão entre eles está ilustrada. Um dos conversores está conectado ao rotor da máquina, enquanto o outro é conectado à rede. A conexão entre conversores se dá através do elo CC.

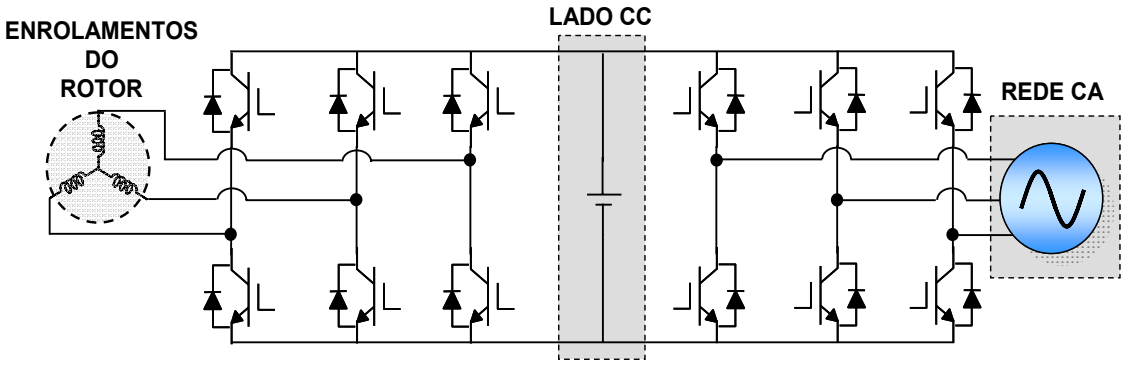


Figura 3.10 – Dois conversores fonte de tensão em topologia back-to-back.

O conversor do lado do rotor será o responsável pelo controle orientado pelo campo, de modo que, deverá ser capaz de entregar aos enrolamentos do rotor da

máquina as correntes de referência calculadas. Assim sendo, o controle do disparo das chaves a ser realizado será um controle de corrente.

Para síntese de tais correntes, é necessário selecionar uma estratégia de chaveamento adequada.

Embora existam diferentes estratégias para chaveamento deste tipo de conversor [29], serão abordados apenas o controle de corrente vetorial com chaveamento PWM seno-triângulo e chaveamento usando banda de histerese.

Na Figura 3.11, observa-se uma forma de onda típica para o controle de corrente por banda de histerese, também chamado de controle adaptativo. A estratégia consiste em criar uma região de tolerância em torno da referência de corrente desejada, definindo-se uma banda superior e uma banda inferior. Cada vez que a corrente, medida na fase, atinge o valor da banda (superior ou inferior), deve-se alterar o chaveamento do conversor, provocando aumento ou diminuição da corrente.

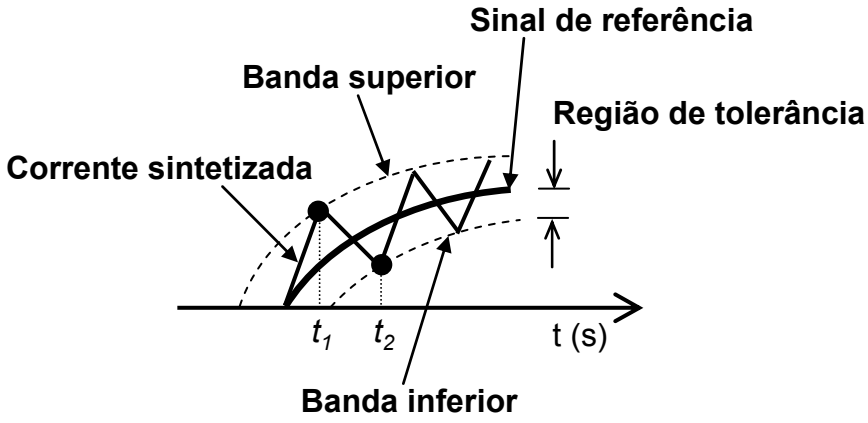


Figura 3.11 – Controle de corrente por histerese.

Analisando-se os instantes de tempo demarcados, observa-se, no instante de tempo t_1, que a corrente medida atingiu a banda superior, deve-se desligar a chave de cima do ramo em questão (chave de número ímpar, do ramo "a", "b" ou "c") e ligar-se a chave de baixo (chave de número par), o que causa diminuição no valor da corrente de fase.

De maneira análoga, quando a corrente medida atinge a banda inferior, como no caso do instante de tempo t_2, a chave de cima (chave ímpar) do ramo em questão deve então ser ligada e a chave de baixo (chave par) deve ser desligada, o que causa aumento na corrente.

Este controle de chaveamento deve ser implementado para cada uma das três fases. A Figura 3.12 apresenta o esquema do ramo "a", associado à fase de mesma letra, com sua chave "superior" (C1) e sua chave "inferior" (C4). A figura mostra também a lógica de chaveamento necessária, considerando-se a corrente medida no ramo como sendo i_a, a corrente de referência como sendo i_a*. A corrente é medida e comparada com o valor de referência, definindo-se os instantes do chaveamento.

Entre as desvantagens deste tipo de controle, vale destacar inicialmente a freqüência de chaveamento, que não é fixa, acarretando a presença de harmônicos em freqüências variáveis. Vale destacar também que o controle é realizado por fase, o que nem sempre leva a um chaveamento otimizado do ponto de vista do conjunto trifásico.

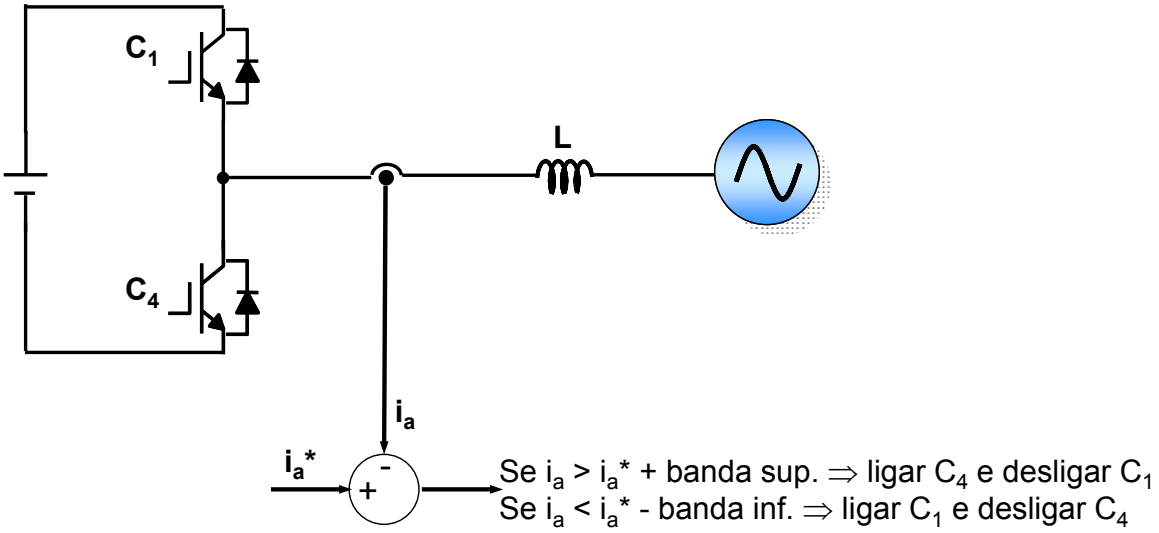


Figura 3.12 – Diagrama do controle de corrente por histerese.

Uma alternativa ao uso do controle adaptativo é aplicar o controle vetorial com chaveamento PWM (modulação por largura de pulso) seno-triângulo. Na Figura 3.13 é apresentado o esquema do controle. Esta técnica consiste em medir as correntes de fase (i_a, i_b e i_c) e transformá-las para ums sistema de coordenadas girante dq. O ângulo necessário para realização da transformação é obtido através do uso de um PLL (*phase locked loop*). Com a correta detecção do ângulo, i_d e i_q serão componentes contínuas, permitindo o emprego de um controle mais simples.

As variáveis marcadas com "*" no diagrama são valores de referência, e serão obtidos de acordo com a estratégia de controle do conversor: ou através do controle orientado pelo campo, utilizado no conversor do lado do rotor, ou através da Teoria PQ,

no conversor do lado da rede. Os valores de referência são comparados aos valores medidos e o resultado empregado como entrada de um controlador PI, que deverá ser ajustado de maneira a assegurar que os sinais de referência sejam seguidos com erro nulo.

O passo seguinte é transformar, do sistema dq para o sistema abc, os sinais obtidos, que serão então modulados através da utilização de uma portadora triangular. A modulação ocorre de tal maneira que, a cada encontro do sinal de referência com a portadora, o pulso de disparo é invertido.

Apesar da maior complexidade da implementação, este controle apresenta vantagens, entre as quais a possibilidade de controlar a freqüência de chaveamento, que na ausência de harmônicos, será a freqüência da portadora triangular. Com chaveamento ocorrendo a uma taxa mais alta, os harmônicos estarão situados em freqüências afastadas da fundamental.

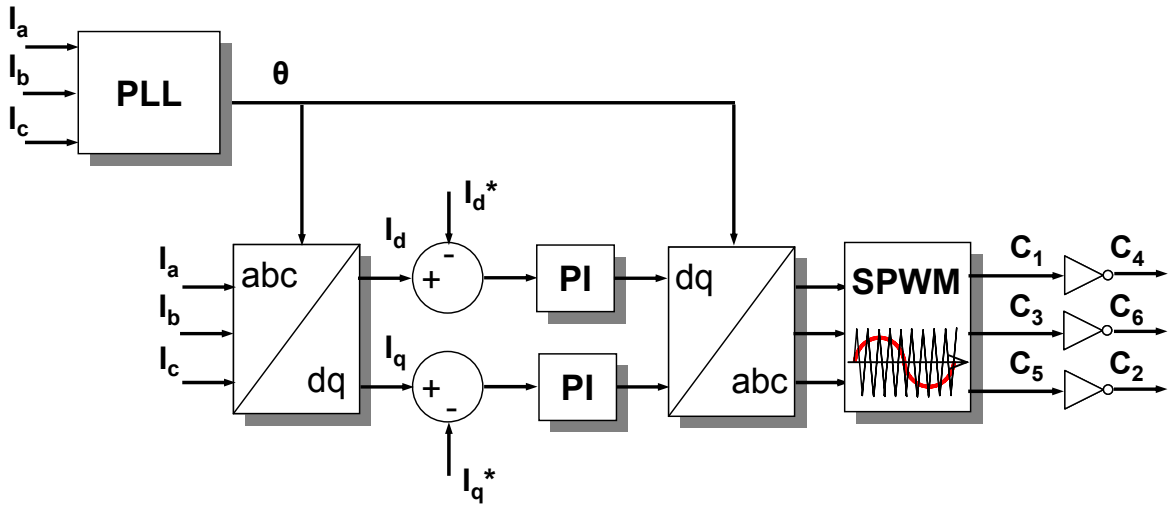


Figura 3.13 – Esquema de controle vetorial.

3.6. Controle do conversor – lado do rotor

Em máquinas de corrente contínua de excitação independente, devido à sua construção, o fluxo e a corrente de armadura já são naturalmente ortogonais e independentes no espaço. Essa característica provê controle de magnetização e torque de maneira independente.

No caso das máquinas de indução trifásicas, os enrolamentos são defasados entre si de 120º, causando acoplamento magnético entre eles. Deste modo, levando-se em

conta o referencial das variáveis de fase, a magnetização e o torque são dependentes de três correntes, que variam a todo instante.

Foi apresentado por [5] uma estratégia de controle, chamada "controle orientado pelo campo" ou "controle vetorial", cuja principal característica é o uso de transformações de variáveis, o que permite passar das variáveis de fase (a, b, c) para um sistema de coordenadas girantes e ortogonais "d" e "q" (direta e quadratura). Esta transformação possibilita controlar de maneira separada o torque e a magnetização da máquina, alterando-se o referencial das mesmas.

Nesta seção, pretende-se utilizar o modelo obtido e descrito pelas equações (3.22) a (3.25) e particularizá-lo para aplicação do referido controle, mostrando também como é realizado o desacoplamento das componentes "d" e "q".

Realizando-se uma transformação de variáveis, para um sistema "αβ" ortogonal, solidário ao eixo magnético do enrolamento da fase A do estator, como na Figura 3.14, e conhecendo-se os ângulos mostrados na Figura 3.6, pode-se afirmar que:

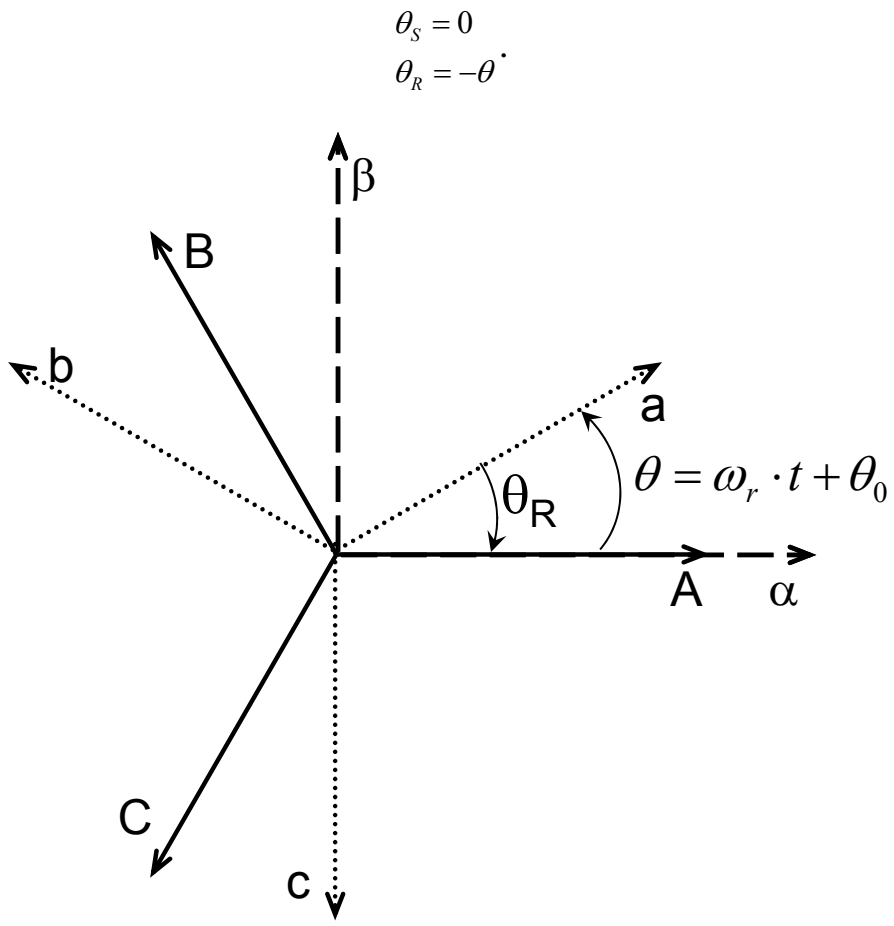


Figura 3.14 – Sistema de eixos com mudança dos ângulos.

Desta maneira, eliminando os termos que envolvem o ângulo θ_S, pode-se reescrever as equações do estator como:

$$v_{d_s} = r_s i_{d_s} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt}, \tag{3.38}$$

$$v_{q_s} = r_s i_{q_s} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt}. \tag{3.39}$$

Utilizando-se as expressões de enlace de fluxo, definidas em (3.18) e (3.19), e aplicando-se nestas equações as igualdades (3.30) e (3.31), resulta em:

$$\lambda_{d_s} = L_s i_{d_s} + M_{sr} i_{d_r}, \tag{3.40}$$

$$\lambda_{q_s} = L_s i_{q_s} + M_{sr} i_{q_r}. \tag{3.41}$$

A seguir, serão definidos os chamados "vetores complexos", sendo cada um destes vetores compostos por uma componente d (associada à parte real do complexo) e uma componente q (associada à parte imaginária do complexo), como mostrado em:

$$\overrightarrow{v_s} = v_{d_s} + jv_{q_s}, \tag{3.42}$$

$$\vec{i_s} = i_{d_s} + ji_{q_s}, \tag{3.43}$$

$$\vec{i_r} = i_{d_r} + ji_{q_r}. \tag{3.44}$$

Substituindo-se (3.40) e (3.41) em (3.38) e (3.39), e a seguir utilizando-se o resultado no vetor complexo definido em (3.42), chega-se a:

$$\overrightarrow{v_s} = r_s \vec{i_s} + L_s \frac{d}{dt}\vec{i_s} + M_{sr} \frac{d}{dt}\vec{i_r}. \tag{3.45}$$

Definindo-se o vetor corrente de magnetização do estator, $\overrightarrow{i_{ms}}$, conforme a equação (3.46), tem-se:

$$\overrightarrow{i_{ms}} = (1+\sigma_s)\vec{i_s} + \vec{i_r} = i_{ms}(t)e^{j\mu}. \quad \textbf{(3.46)}$$

A partir das equações (3.45) e (3.46), dividindo-se por r_s e multiplicando-se o resultado obtido por $(1+\sigma_s)$, chega-se a:

$$T_s \frac{d\overrightarrow{i_{ms}}}{dt} + \overrightarrow{i_{ms}} = \overrightarrow{v_s}\left(\frac{1+\sigma_s}{r_s}\right) + \vec{i_r}. \quad \textbf{(3.47)}$$

O passo seguinte é migrar estes termos para um novo sistema de coordenadas. A Figura 3.15 apresenta o sistema de eixos "dq", circundados, que é girante, porém, desta vez, solidário ao vetor corrente de magnetização do estator, $\overrightarrow{i_{ms}}$.

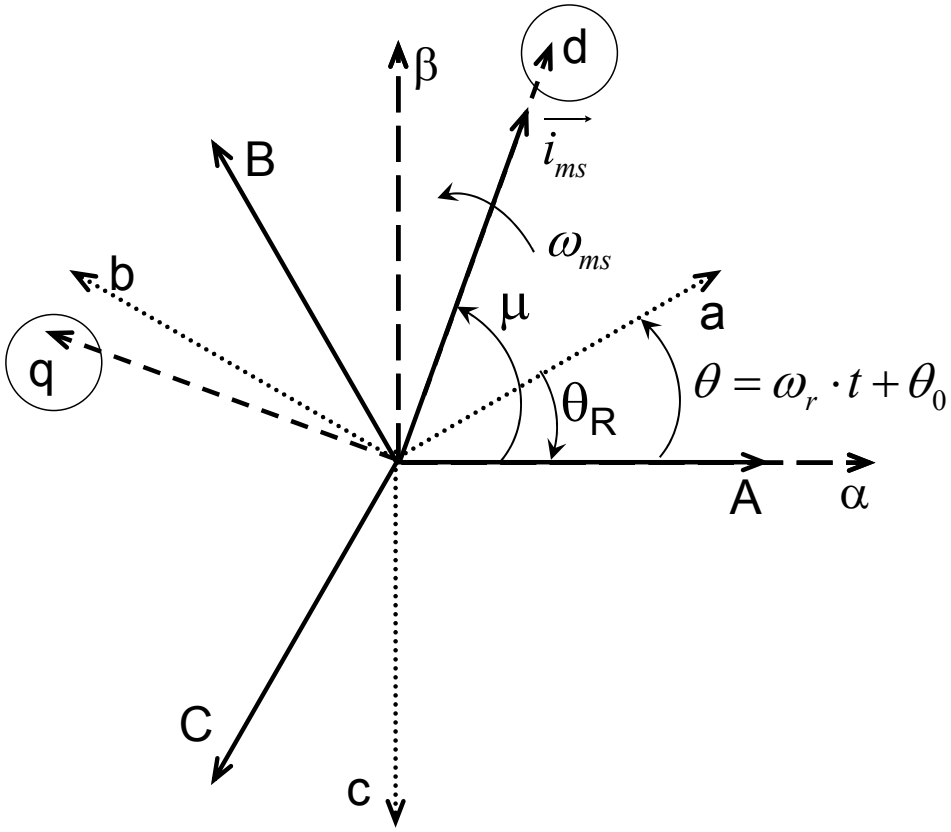


Figura 3.15 – Sistema de eixos girante.

Expressando-se $\overrightarrow{i_{ms}}$ em função do ângulo μ, tem-se:

$$\overrightarrow{i_{ms}} = i_{ms}e^{j\mu(t)}. \quad \textbf{(3.48)}$$

Realizando-se a substituição de (3.48) em (3.47), e realizando-se as derivadas, resulta em:

$$T_s \frac{di_{ms}}{dt} + jT_s i_{ms} \frac{d\mu}{dt} + i_{ms} = \overrightarrow{v_s} e^{-j\mu} \left(\frac{1+\sigma_s}{r_s} \right) + \vec{i}_r e^{-j\mu}. \quad \textbf{(3.49)}$$

Aqui, pode-se utilizar expressões trigonométricas para expandir os termos que contém exponenciais, e também separar os termos que apresentem o "j" imaginário daqueles que são reais, resultando em:

$$T_s \frac{d\overrightarrow{i_{ms}}}{dt} + i_{ms} = v_{d_s} \left(\frac{1+\sigma_s}{r_s} \right) + i_{d_r}, \quad \textbf{(3.50)}$$

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{1}{T_s i_{ms}} \left[v_{q_s} \left(\frac{1+\sigma_s}{r_s} \right) + i_{q_r} \right]. \quad \textbf{(3.51)}$$

A equação (3.50) representa os termos reais, ou seja, aqueles que não apresentam o "j". Os termos imaginários, que continham "j", por sua vez, foram agrupados em (3.51).

A seguir, introduzindo-se a expressão do torque da máquina de indução de rotor bobinado, apresentada por Leonhard em [5], e definida como:

$$T_e = \frac{2}{3} \frac{M_{sr}}{1+\sigma_r} \mathrm{Im} \left(\overrightarrow{i_{ms}} \left(\vec{i}_r \right)^* \right). \quad \textbf{(3.52)}$$

Onde "Im" define a parte imaginária de um complexo. Esta equação, referida ao sistema de eixos "dq" apresentado, torna-se:

$$T_e = \frac{2}{3} \frac{M_{sr}}{1+\sigma_r} \left(-i_{ms} i_{q_r} \right). \quad \textbf{(3.53)}$$

Observando-se a equação (3.53), esta é função de parâmetros da máquina e de duas componentes de corrente, i_{ms} e i_{q_r}, assim como na máquina de corrente contínua. Como a corrente i_{ms} é definida como a corrente de magnetização, ela é constante em regime permanente. O controle do torque será, então, função somente da corrente i_{q_r}.

O sistema então é dito "desacoplado", pois, enquanto a componente de corrente do eixo d, direta, está associada a magnetização, a corrente do eixo q, quadratura, está

associada ao torque. É possível controlar o torque sem influenciar na corrente de magnetização, e vice-versa.

Uma maneira que pode ser empregada para rastrear o fluxo, apresentada por [6], pode ser realizada baseando-se no conjunto de equações (3.1). Cada uma das três equações é composta por um termo resistivo, e uma derivada do enlace de fluxo. A estratégia mostrada na Figura 3.16 possibilita, através da transformada de Clarke, e da aplicação da teoria dos números complexos, um método para rastrear a posição do fluxo do estator.

Primeiramente, medem-se as tensões, e destas subtrai-se a queda na resistência, resultando na expressão:

$$V_{A,B,C} = \frac{d\lambda_{A,B,C}}{dt}. \tag{3.54}$$

A derivada dos enlaces de fluxo é, então, convertida, de variáveis de fase (abc) para o sistema de coordenadas ortogonais ($\alpha\beta$). O resultado é integrado, sendo assim obtidos os valores de λ_α e λ_β.

A partir do sistema de eixos em "$\alpha\beta$", realiza-se uma conversão de coordenadas retangulares para coordenadas polares, de acordo com:

$$\left|\lambda_{mag}\right| = \sqrt{\lambda_\alpha{}^2 + \lambda_\beta{}^2}, \tag{3.55}$$

$$\phi_s = \tan^{-1}\left(\frac{\lambda_\beta}{\lambda_\alpha}\right). \tag{3.56}$$

A Figura 3.17 ilustra o vetor representado em coordenadas retangulares (a) e coordenadas polares (b).

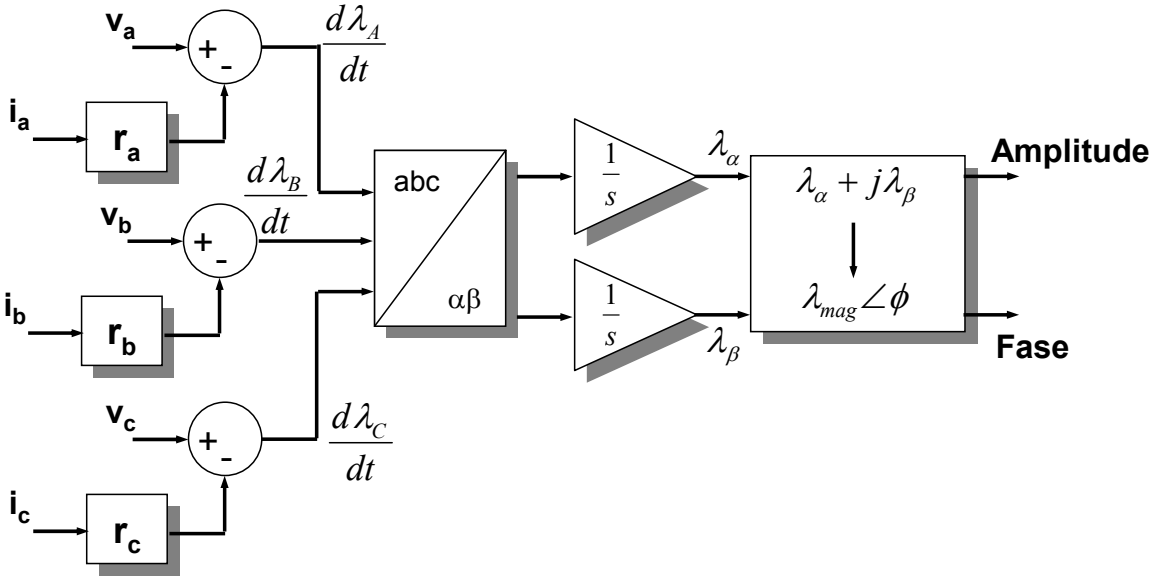
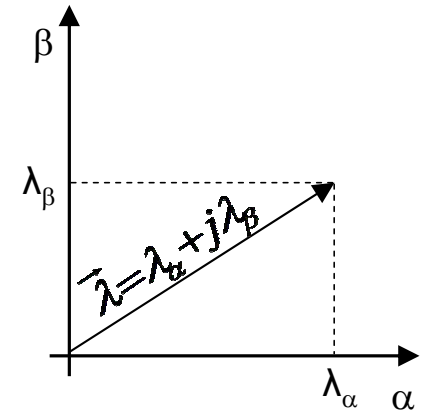
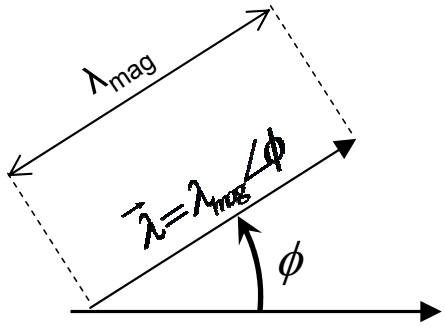


Figura 3.16 – Esquema para obtenção do ângulo do vetor tensão de alimentação do estator.



(a)



(b)

Figura 3.17 – Representação do vetor em coordenadas (a) retangulares; (b) polares.

Como o conversor está conectado ao rotor e os enrolamentos deste são tomados como referência, a localização do fluxo magnético do estator a partir desta referência deverá subtrair a posição instantânea do rotor, que será denominada por ϕ_r. O método

para obtenção deste ângulo é o uso de algum tipo de medição (como por exemplo um *encoder*), de modo que o ângulo usado no controle para obtenção das correntes de referência será dado por

$$\phi = \phi_s - \phi_r \,. \tag{3.57}$$

3.7. Controle do conversor – lado da rede

Conforme mostra a Figura 3.10, para realização do conversor em topologia back-to-back, um outro conversor fonte de tensão deve ser conectado a rede elétrica, realizando a conexão do elo CC. Nesta figura, é mostrado também uma fonte de tensão CC entre os dois conversores.

Na implementação do circuito real, a fonte de tensão é substituída por um capacitor, responsável por manter a tensão em um valor constante e filtrar possíveis oscilações. O conversor do elo CC deverá manter estável a tensão no capacitor.

A potência que pode ser extraída do aerogerador depende da velocidade do vento em um determinado instante. Quando a velocidade do vento aumenta, é possível extrair mais potência da turbina, o que acarreta em aumento na tensão do capacitor.

Por outro lado, quando a velocidade do vento diminui, o controle do conversor do lado do rotor irá diminuir o dreno de potência ativa do rotor, e o conversor do lado da rede deve então diminuir a potência drenada do elo CC, de forma a possibilitar a regulação de tensão no capacitor.

A variável a ser controlada é a tensão no capacitor. Uma das possíveis estratégias para realização do controle é o uso da teoria da potência ativa e reativa instantânea (a partir deste ponto dita teoria pq), apresentada em [30]. Um método de controle deste tipo foi apresentado por Pedro et al em [31].

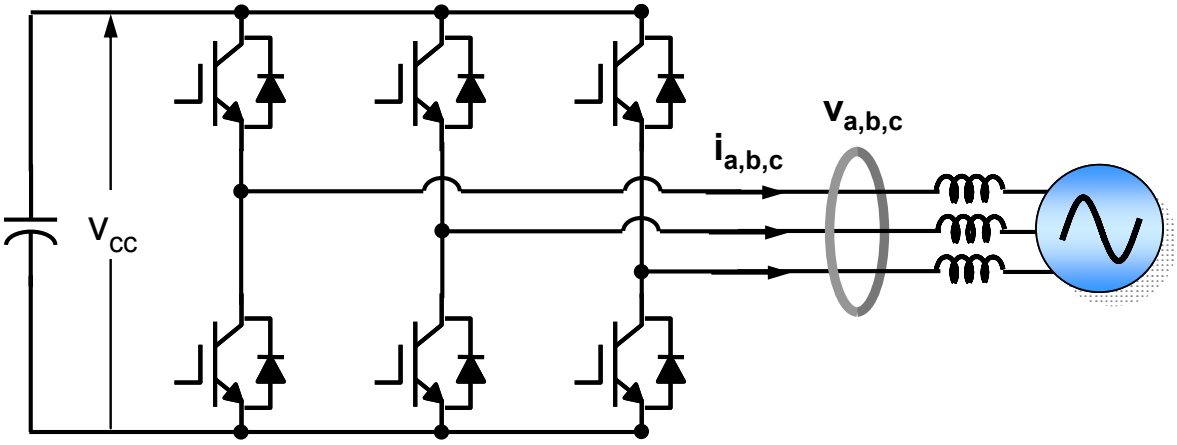
Na Figura 3.18 estão mostrados o circuito elétrico, (a), com as medições e o diagrama de blcos do controle, (b). A tensão medida no capacitor é comparada com um valor de referência, e o resultado passa por um controlador PI, obtendo-se o valor da potência ativa de referência, p*. Se for positiva, o fluxo de potência será do capacitor (que está no lugar da fonte) para a rede, e se for negativa, da rede para o capacitor.

A potência imaginária de referência, q*, não atua sobre a tensão no capacitor, e pode ser adotada como valendo zero.

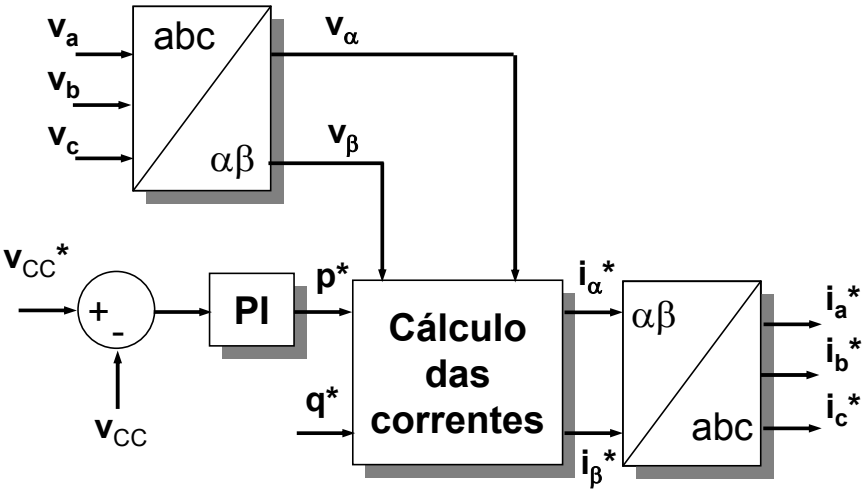
As tensões são medidas, e transformadas de variáveis de fase (abc) para o sistema de coordenadas ortogonais (αβ).

O bloco mostrado, cálculo das correntes, realiza o cálculo das correntes, através de:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha^* \\ i_\beta^* \end{bmatrix} = \frac{1}{\left(v_\alpha^{\,2} + v_\beta^{\,2}\right)} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p^* \\ q^* \end{bmatrix}. \qquad \textbf{(3.58)}$$



(a)



(b)

Figura 3.18 – (a) Circuito com as medições necessárias; (b) Diagrama de blocos do controle.

Entre as possibilidades para definir a potência reativa instantânea q de referência é medir as tensões, de maneira a regular a tensão no ponto de conexão, como mostra a Figura 3.19.

Entretanto, a potência reativa máxima, disponível, depende da potência nominal do conversor utilizado, de acordo com:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \ . \tag{3.59}$$

Como os conversores empregados nesta topologia são de potência nominal menor que a da máquina, a sua capacidade de fornecimento de potência reativa é bastante limitada.

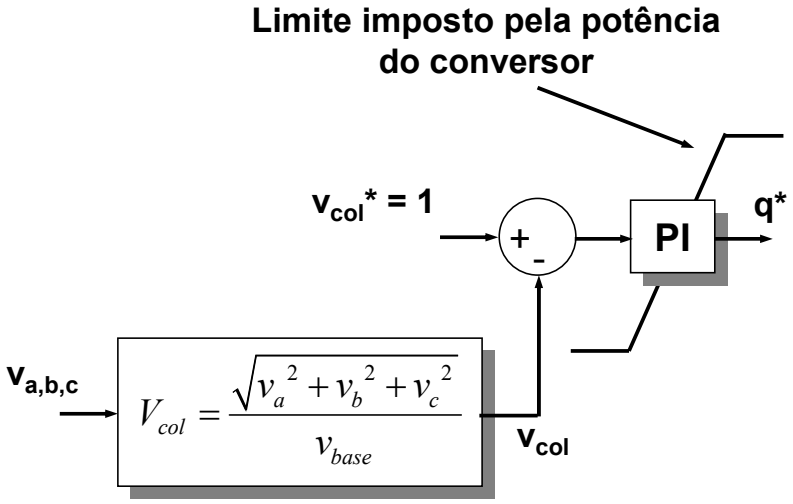


Figura 3.19 – Diagrama de controle para regular a tensão no ponto de acoplamento.

Um outro possível esquema de controle para o conversor conectado à rede foi sugerido por [6]. O esquema proposto é baseado em um controle vetorial, orientando-se um sistema de eixos na posição do vetor tensão do estator. Orientando-se corretamente o eixo, é possível efetuar o controle de potência ativa no eixo direto e o controle da potência reativa no eixo quadratura.

Desta maneira, a corrente no eixo "d", de referência, será obtida através da comparação da tensão medida no elo CC com um valor definido, de referência, enquanto que a corrente do eixo "q" de referência, pode ser utilizada para controlar a potência imaginária.

CAPÍTULO 4

Simulações e Resultados

Neste capítulo serão apresentados resultados de simulação para as estratégias de controle apresentadas anteriormente. A modelagem e as estratégias de controle serão validadas através de simulações digitais empregando-se os programas PSCAD/EMTDC e TOP (*the output processor*). O estudo está focado em simulações de regime permanente. Espera-se comprovar a teoria apresentada e fornecer resultados que possam servir como base para estudos futuros que venham a ser realizados nesta área. Serão apresentados resultados para o conversor do lado da rede, para a máquina de indução de rotor bobinado e para o sistema completo utilizando a topologia de Scherbius.

4.1. Simulação do conversor do lado da rede

Os objetivos das simulações com o conversor do lado da rede apresentadas nesta seção são validar as estratégias de controle e apresentar as diferenças entre elas no que diz respeito ao conteúdo harmônico injetado na rede. Serão exploradas as duas estratégias de chaveamento citadas na seção 3.5.

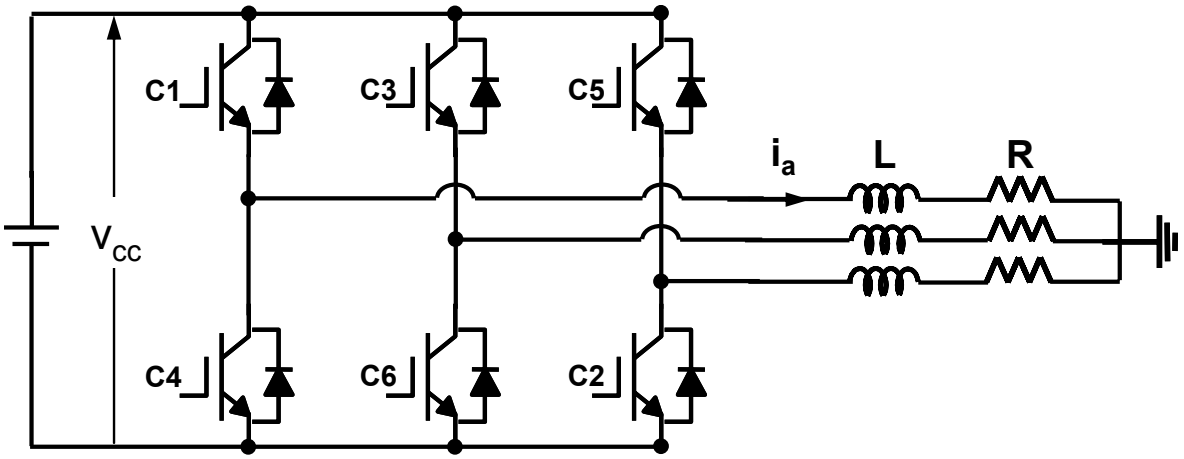
4.1.1. CHAVEAMENTO POR BANDA DE HISTERESE

O chaveamento por banda de histerese traz como grande vantagem sua implementação, que é bastante simples.

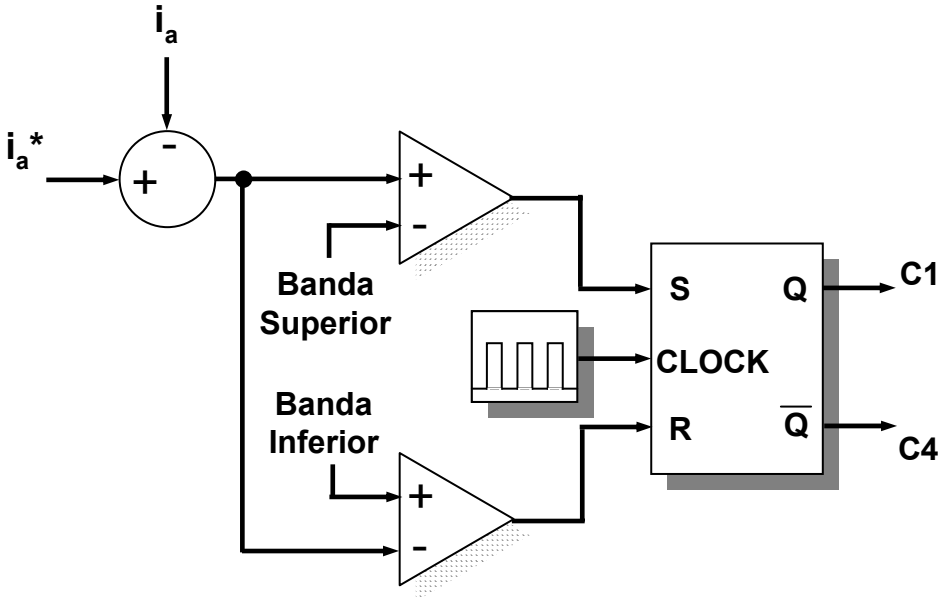
Na Figura 4.1 (a) é ilustrado o circuito do conversor fonte de tensão já apresentado anteriormente. Neste caso, com uma fonte CC no lugar do capacitor, e a carga do lado CA substituída por um circuito resistor-indutor.

Logo a seguir, na Figura 4.1 (b), é mostrado o diagrama de blocos do controlador por banda de histerese para o caso da fase "a". A corrente i_a é medida, e comparada com o valor de referência, i_a*. O resultado desta operação é então, comparado aos valores pré-estabelecidos da banda superior e banda inferior. Quando a corrente medida é maior que a corrente de referência mais a banda, a chave de cima do ramo do conversor (chave ímpar) é desligada, e liga-se a chave de baixo (chave par). Do mesmo modo, quando a corrente medida é menor que a corrente de referência menos a banda, a chave de cima (chave ímpar) é ligada e desliga-se a chave de baixo (chave par).

A lógica de controle não permite que as duas chaves do mesmo ramo conduzam ao mesmo tempo. Desta maneira, uma alternativa para assegurar que a chave necessária seja mantida ligada e a outra seja mantida desligada é o uso de um flip-flop. Esse flip-flop permite também limitar a freqüência máxima de chaveamento, pois o estado de sua saída só é alterado quando ocorre uma transição na entrada de "clock".



(a)



(b)

Figura 4.1 – (a) Circuito do conversor; (b) Diagrama do controle por banda de histerese.

Embora idealmente as chaves possam ser ligadas ou desligadas instantaneamente, isso não ocorre em um circuito real. Quando a chave recebe um comando para corte, por exemplo, a corrente não cai a zero instantaneamente. Assim, durante um breve intervalo de tempo, a chave apresenta tensão e corrente não nulas, comportamento similar ao de um resistor, dissipando energia sob forma de calor.

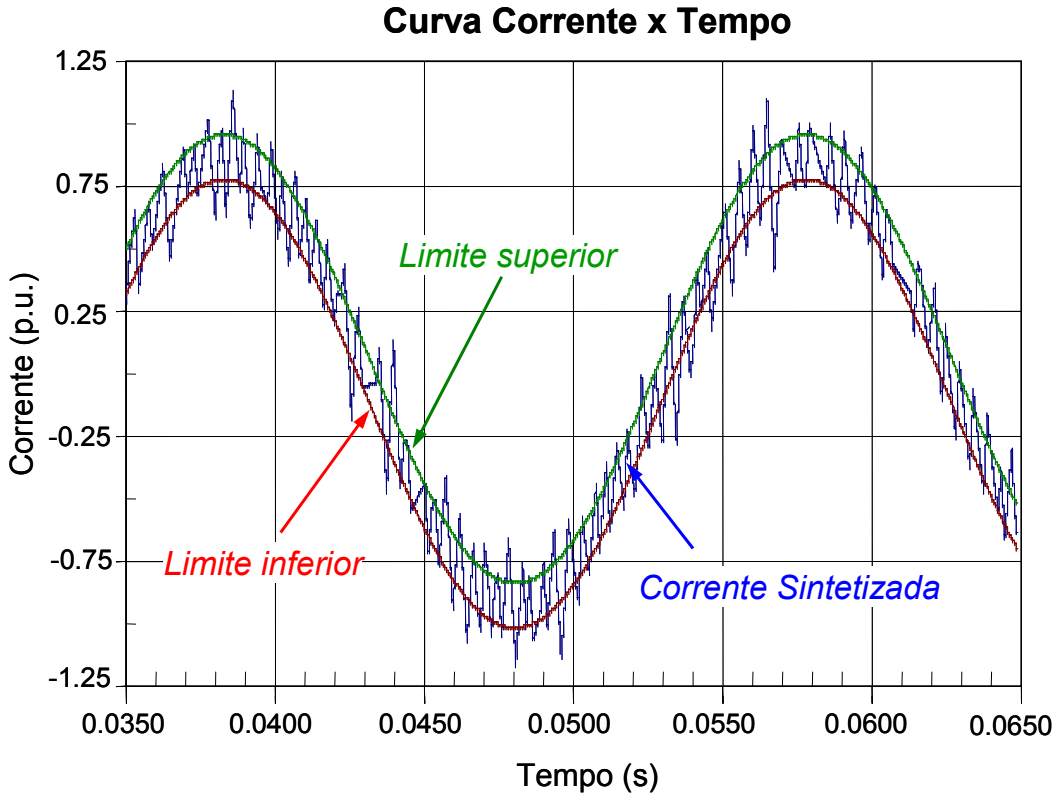
Como a chave dissipa potência durante os períodos de comutação (desliga-liga e liga-desliga), a freqüência máxima de chaveamento do conversor é um parâmetro importante para limitar as perdas nas chaves. Limitando-se esta freqüência pode-se estabelecer um valor máximo de perdas de chaveamento. A Figura 4.2 (a) mostra a

forma de onda da corrente, com freqüência de chaveamento limitada, e com uma banda de 1%. Observa-se que a corrente ultrapassou em vários instantes a banda estabelecida. Isso se deve ao fato da freqüência de chaveamento ter sido limitada em 10 kHz.

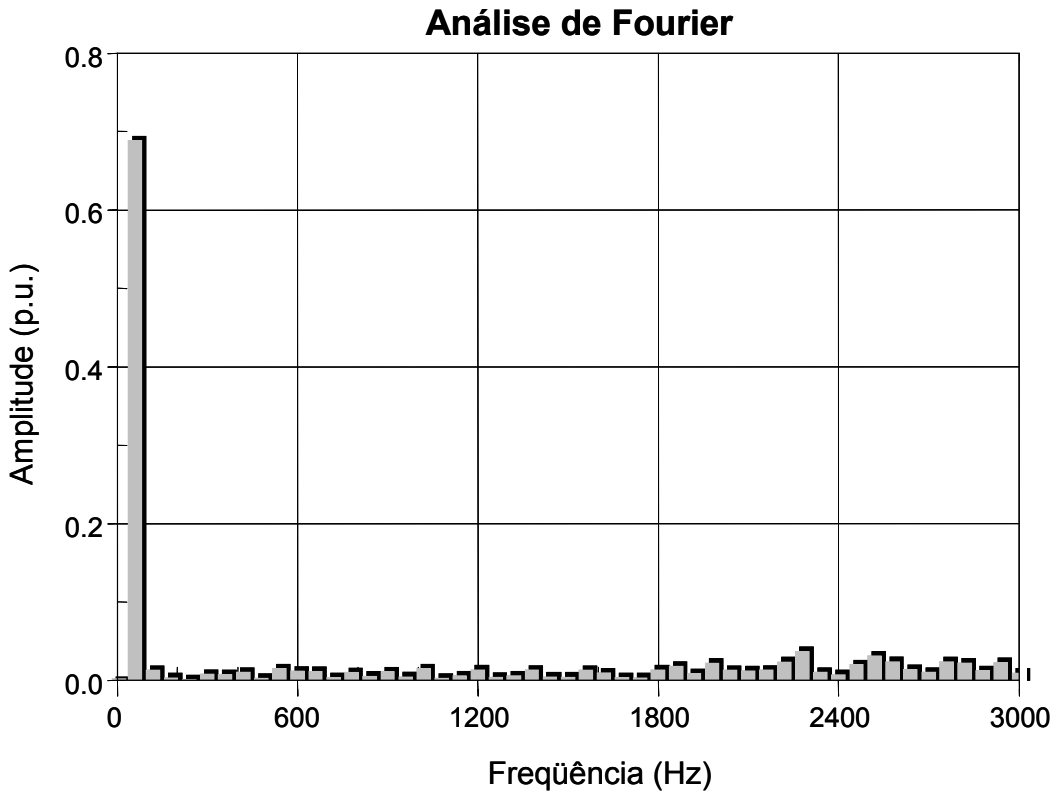
A partir do sinal de corrente obtido, e calculando-se a série de Fourier chega-se ao espectro de freqüências mostrado na Figura 4.2 (b). A análise do espectro de freqüências permite detectar a presença de sinais espúrios e dimensionar filtros corretamente, se necessário. Neste caso, a distorção harmônica total observada foi de 3,47%.

A análise do sinal de corrente, neste caso, mostra harmônicos espalhados por todo o espectro. Vale destacar a presença de muitos harmônicos em freqüências próximas da fundamental, que, apesar de serem de valor reduzido (menores que 2%) podem dificultar o projeto de filtros.

Outro parâmetro importante é o valor do indutor L na saída do conversor. Quando o valor de L é alto, o "ripple" na corrente é menor. Neste caso, a freqüência máxima de chaveamento também é menor. Por outro lado, se a corrente chegar a variar em taxa mais lenta do que a taxa da própria referência, o controle então não funciona adequadamente. De modo que, a indutância L, no caso do controle da corrente por banda de histerese, deve ser escolhida como uma solução de compromisso. Este compromisso deve ser a diminuição da freqüência máxima de chaveamento e geração menor de "ripple" na corrente, contra uma maior queda de tensão fundamental sobre esta indutância.



(a)



(b)

Figura 4.2 – (a) Corrente sintetizada na fase "a"; (b) Análise de Fourier.

4.1.2. CHAVEAMENTO PWM SENO-TRIÂNGULO

Uma alternativa ao uso do controle por banda de histerese, é a realização do chaveamento usando PWM seno-triângulo. Utilizando-se o circuito da Figura 4.1 (a), porém, com uma fonte de tensão trifásica no lado CA, como mostra a Figura 4.3, esta estratégia de chaveamento será apresentada e testada.

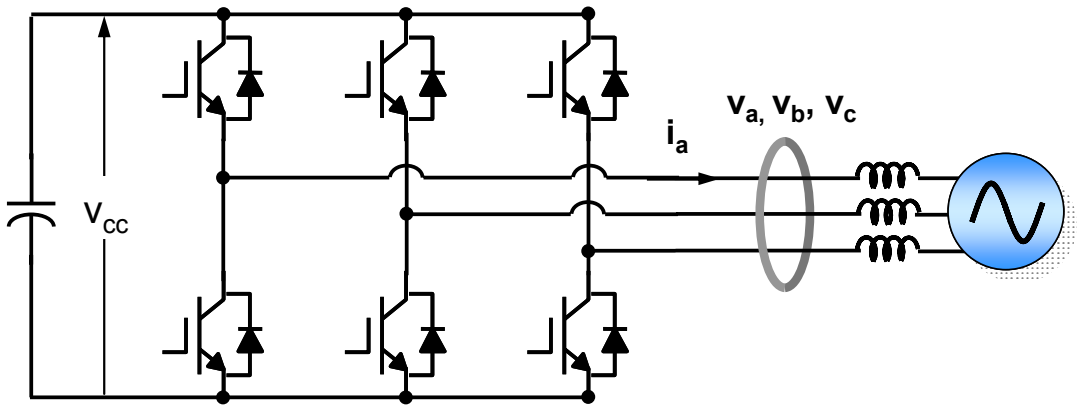


Figura 4.3 – Circuito fonte de tensão interligado com fonte trifásica.

Define-se modulação como sendo o processo de variar coordenadamente um parâmetro conhecido de uma onda (portadora - triangular) com informações oriundas de um outro sinal (modulante - referência de tensão). No caso da modulação PWM, esta é empregada de modo a transmitir a informação da forma de onda desejada para a carga através de pulsos. E o parâmetro variado, neste caso, é a largura dos pulsos.

A Figura 4.4 mostra como são formados os pulsos de disparo. A modulante, que é o sinal senoidal, é a onda que se pretende sintetizar. A forma de onda desejada é comparada com uma portadora, neste caso, triangular, de maneira que, cada vez que os sinais se encontram, o estado é invertido. A largura dos pulsos depende da amplitude instantânea da senóide, pois é necessário que esta cruze a triangular novamente, definindo o início e o final do pulso.

No exemplo aqui apresentado, é empregada a técnica apresentada na seção 3.7 para interconectar o conversor à rede elétrica. Na Figura 4.5 é mostrado o diagrama de controle, que é baseado na Teoria pq, mostrada em (3.58).

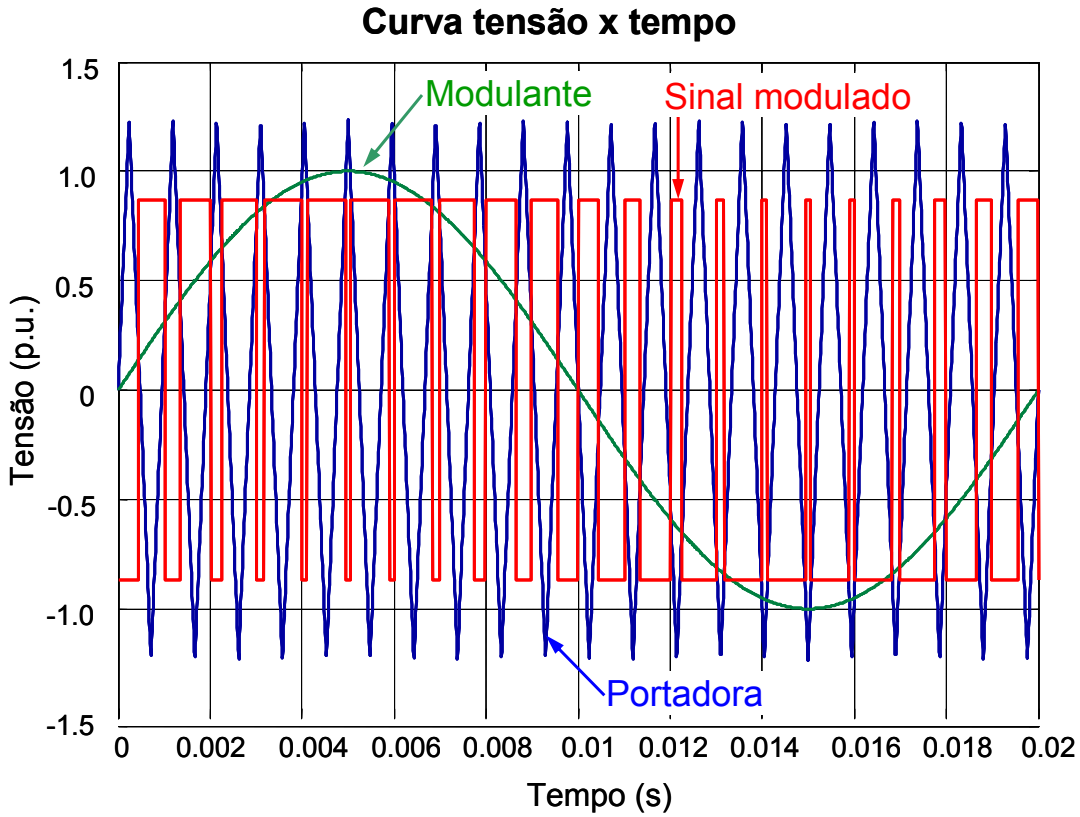


Figura 4.4 – Modulação por largura de pulso seno-triângulo.

Primeiramente, na Figura 4.5 (a), os valores das potências real e imaginária de referência, p* e q* são obtidos. A potência p* controla o valor da tensão no capacitor, portanto, esta é comparada ao valor de referência desejado, de forma a encontrar-se o sinal de erro, que é então entregue a um controlador PI, responsável por assegurar erro nulo. A potência q* é responsável pelo controle da potência reativa, que neste caso foi fixada em zero.

A seguir, na Figura 4.5 (b), já conhecidos os valores das potências de referência, p* e q*, e conhecidas também as tensões medidas, $v_{a,b,c}$, aplica-se então (3.58). De acordo com esta equação, as correntes de referência, em coordenadas ortogonais, i_α* e i_β*, são obtidas a partir das potências p* e q*, das tensões medidas e transformadas para coordenadas ortogonais, v_α e v_β, e do termo Δ, chamado "determinante" e definido como:

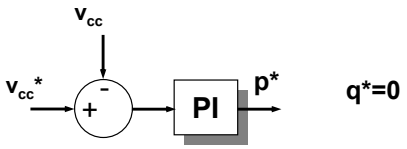
$$\Delta = v_\alpha^{\,2} + v_\beta^{\,2}. \qquad \textbf{(4.1)}$$

Por fim, Figura 4.5 (c), são medidas as correntes de fase, i_a, i_b e i_c. Estas são transformadas para um referencial "dq" sincronizado com aquele do vetor tensão no

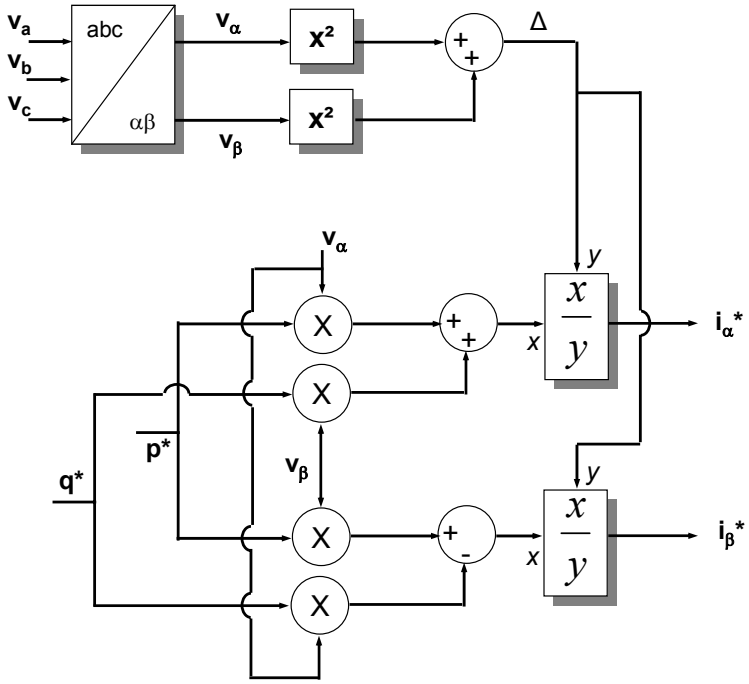
estator. O ângulo para realização da transformada é obtido com o uso de um PLL. As correntes de referência i_α* e i_β* obtidas anteriormente, são igualmente transformadas para o referencial sincronizado com o campo do estator.

São comparadas as correntes medidas, i_d e i_q, com os valores de referência, i_d* e i_q*, e os respectivos erros são utilizados como entrada de dois controladores PI. A saída destes controladores são dois valores de referência de tensão, v_d* e v_q*, que são transformadas para variáveis de fase, v_a*, v_b* e v_c*. Estas tensões de fase, obtidas, são então comparadas com a portadora triangular, de maneira a gerar os pulsos para disparo das chaves. A freqüência de chaveamento é caracterizada pela freqüência da onda triangular.

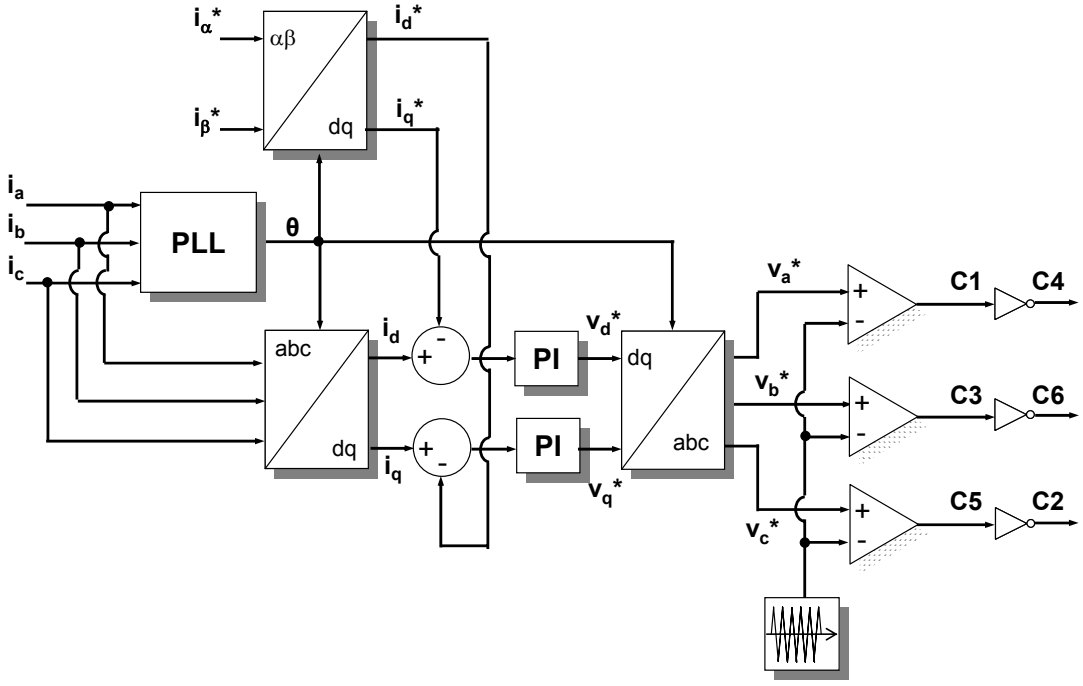
A Figura 4.6 (a) apresenta a forma de onda da corrente sintetizada para fase "a" obtida com o esquema apresentado, utilizando-se uma freqüência de chaveamento de 10 kHz. Na Figura 4.6 (b) está mostrado o resultado da análise de Fourier para forma de onda apresentada. Observa-se a ausência de componentes harmônicas próximas da fundamental, o que é uma vantagem em relação ao controle de corrente apresentado anteriormente, por banda de histerese. No item (c) da mesma figura, é mostrado o detalhe da região em torno da freqüência de chaveamento adotada, onde se observa a presença de harmônicos, entretanto, afastados da fundamental, estando situados em torno da freqüência de chaveamento.



(a)

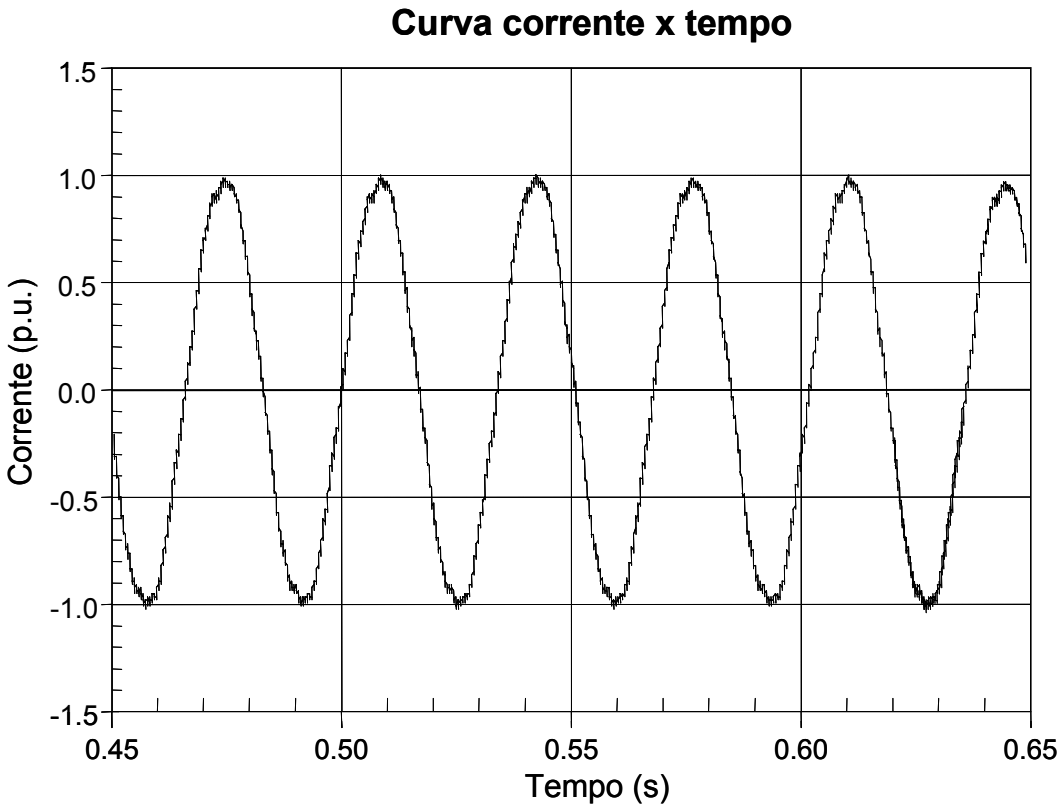


(b)

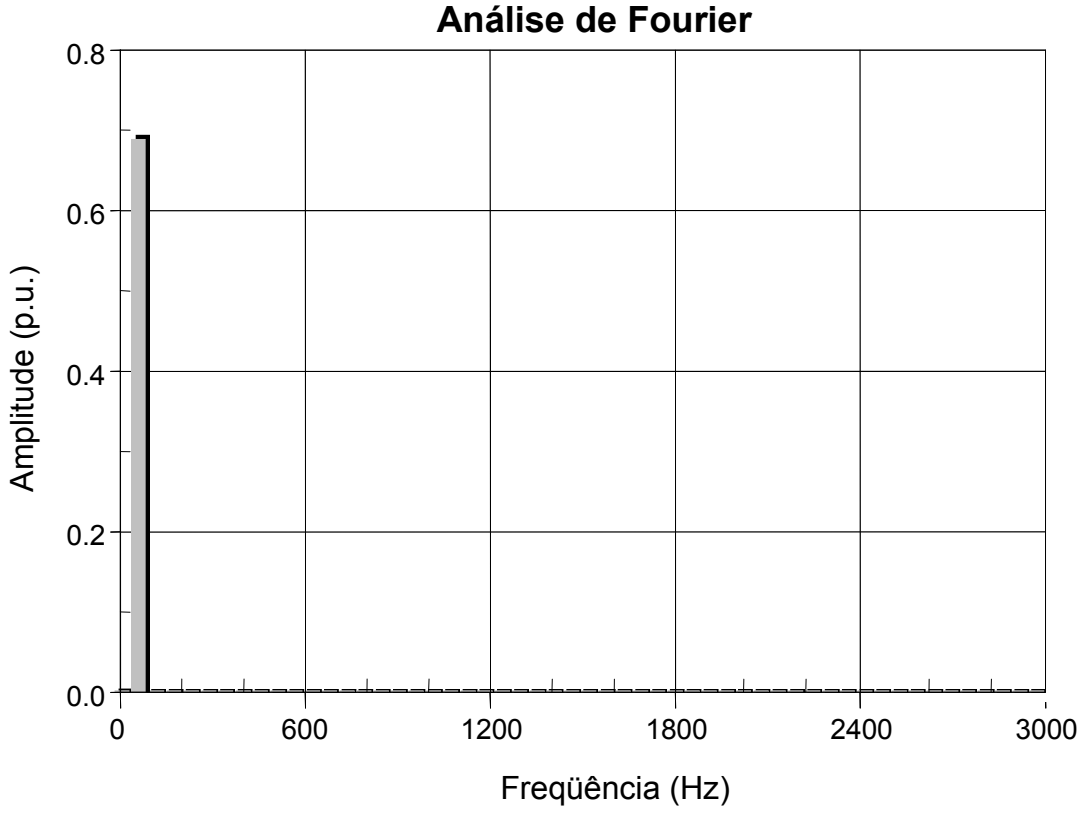


(c)

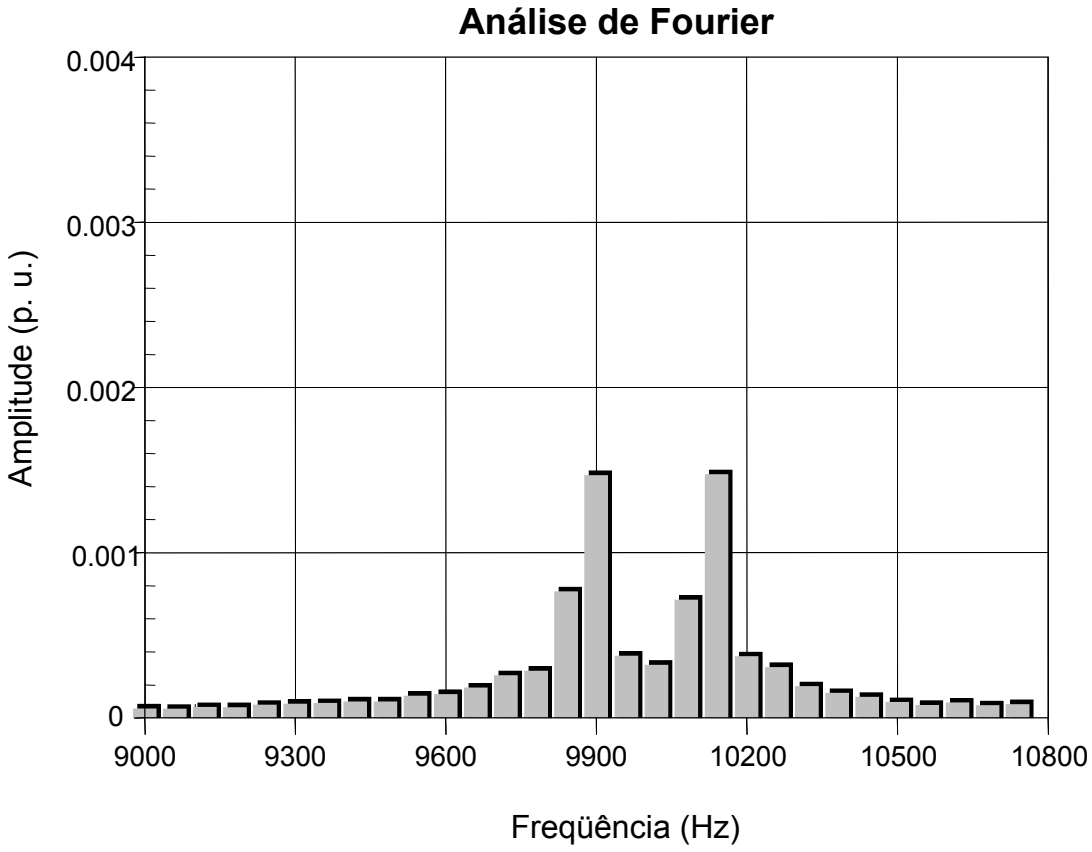
Figura 4.5 – Diagrama do controle do conversor conectado à rede.


Curva corrente x tempo
Corrente (p.u.)
1.5
1.0
0.5
0.0
-0.5
-1.0
-1.5
0.45
0.50
0.55
0.60
0.65
Tempo (s)

(a)


Análise de Fourier
Amplitude (p.u.)
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
0
600
1200
1800
2400
3000
Freqüência (Hz)

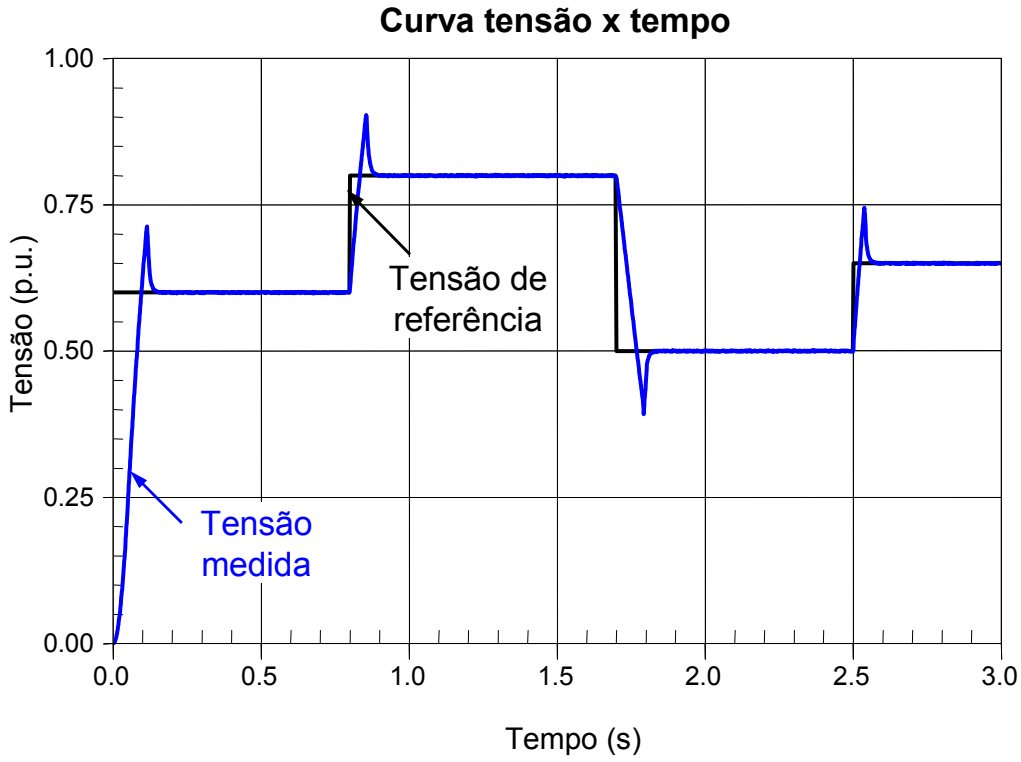
(b)



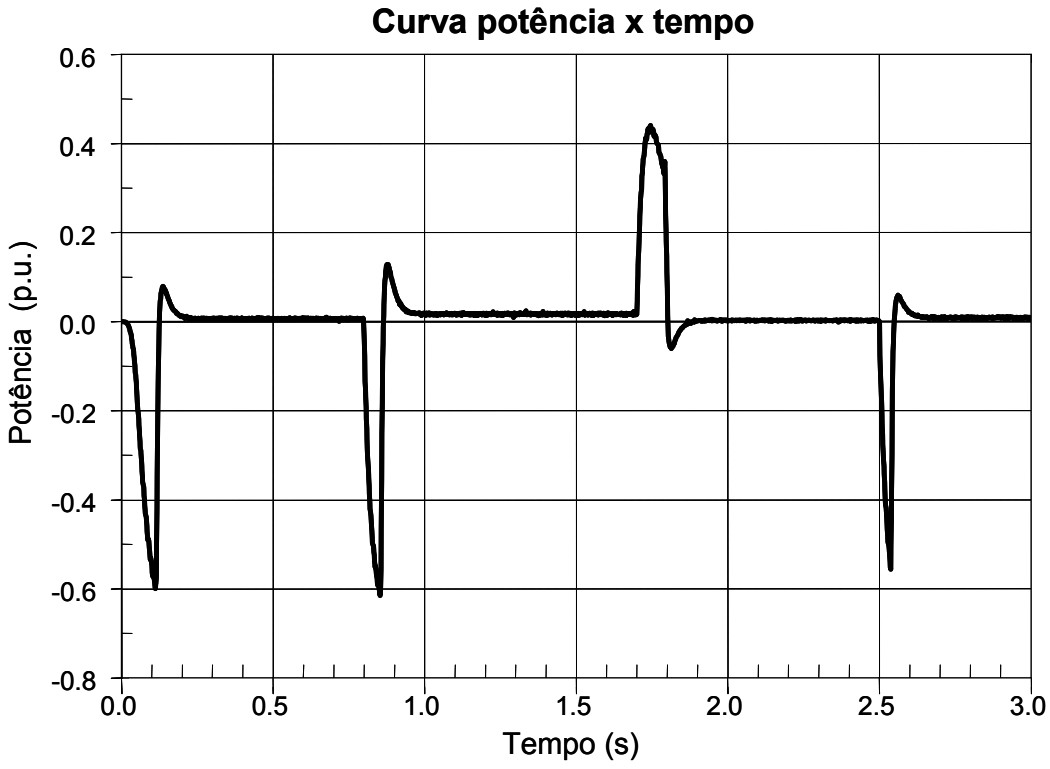
(c)

Figura 4.6 – (a) Corrente sintetizada na fase "a"; (b) Análise de Fourier; (c) Detalhe da região em torno de 10 kHz.

A seguir, foi observada a capacidade do sistema de regular a tensão no elo CC. Para tal, foi fornecida uma tensão de referência (v_{cc}*) ao controle da Figura 4.5. A Figura 4.7 (a) apresenta esta tensão de referência, juntamente com a resposta de tensão no capacitor. A regulação da tensão depende do fluxo de potência ativa. Para aumentar a tensão, deve-se drenar potência da rede. E para diminuir a tensão, deve-se entregar potência ativa à rede. Em circuitos de eletrônica de potência que envolvem O uso de capacitores é importante realizar um estágio de pré-carga do mesmo, de maneira a evitar os altos valores de corrente, necessários ao carregamento do capacitor. Uma pré-carga controlada pode ser feita através do conversor.



(a)



(b)

Figura 4.7 – Tensão no capacitor.

4.2. SISTEMA COMPLETO

O sistema completo, simulado e apresentado neste trabalho, consiste em uma máquina de indução de rotor bobinado, um conversor "back to back" a IGBT conectado ao rotor desta máquina, uma fonte de tensão simulando a rede, conectada ao estator do gerador e um transformador na conexão conversor-rede, de forma a adequar o nível de tensão do conversor do rotor à tensão da fonte.

Será simulado um aerogerador com potência nominal de 1,5 MW baseado em uma turbina da "GE *Wind Energy"*, cujos principais parâmetros são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Principais parâmetros do aerogerador.

Parâmetro	Valor real
Potência aparente	1,667 MVA
Potência real	1,5 MW
Corrente no estator	1465 A
Corrente no rotor	604 A
Tensão (de linha)	575 V
Constante de inércia (H)	4,554 s
Velocidade nominal (do vento)	12 m/s
Velocidade do vento mínima	3,5 m/s
Velocidade do vento máxima	25 m/s
Diâmetro do rotor	77 m

Na realização deste trabalho, foi adotada uma simplificação. O coeficente de potência, C_P, foi tomado como constante para todas as velocidades do vento, apesar desta ser uma turbina com velocidade variável e controle de ângulo de passo.

O perfil de vento, hipotético, adotado para realização das simulações é tal qual apresentado na Figura 4.8.

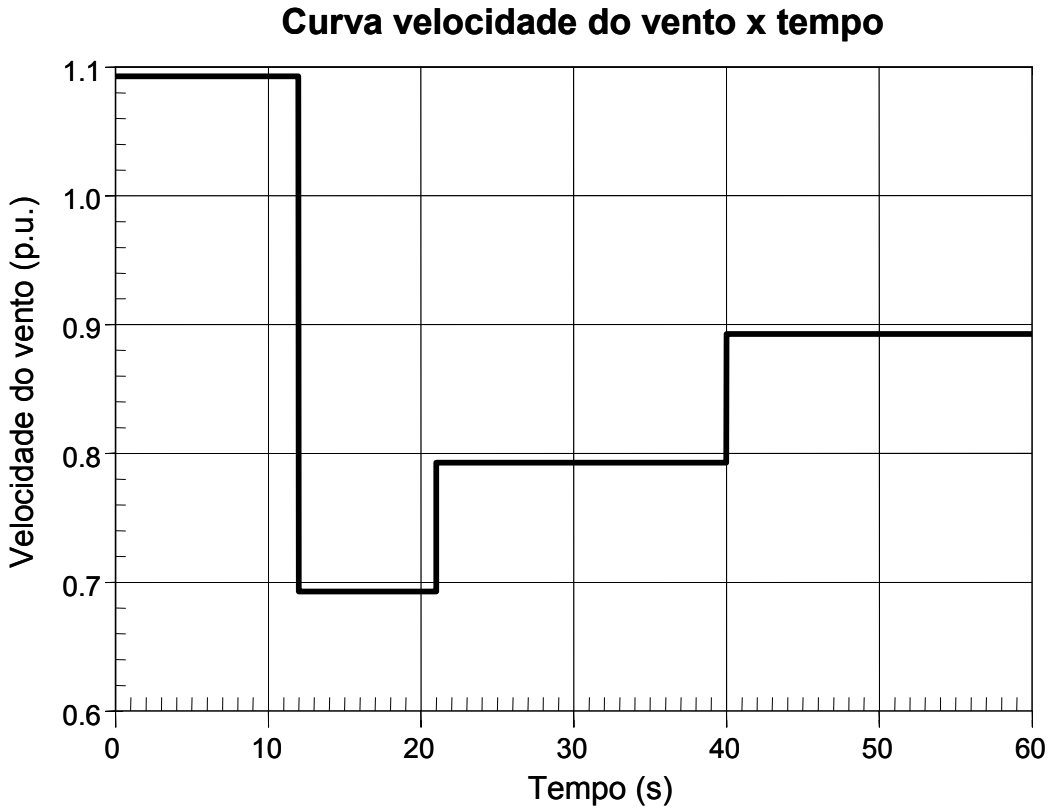


Figura 4.8 – Perfil de velocidade vento adotado nas simulações.

Conhecida a velocidade do vento, foi implementado o cálculo do torque elétrico que deve ser visto pelo eixo da máquina, de modo a "simular" uma turbina eólica. Na Figura 4.9 é mostrado o diagrama de blocos montado, para realização dos cálculos, que são baseados em (2.3).

Primeiramente, deve-se conhecer o raio da turbina, e este é utilizado no cálculo da área coberta pelas pás, como mostrado na Figura 4.10 e em

$$A = \pi R_{turbina}^2 . \tag{4.2}$$

Deve-se conhecer também a densidade do ar, ρ, sendo que esta varia com a altura. De acordo com [2], a densidade do ar no nível do mar vale 1,225 kg/m³.

A potência disponível é obtida, sendo proporcional ao cubo da velocidade do vento. Após a realização das multiplicações mostradas na Figura 4.9, o valor é convertido para p.u., para, em seguida, ser dividido por ω e assim obter o valor do torque mecânico.

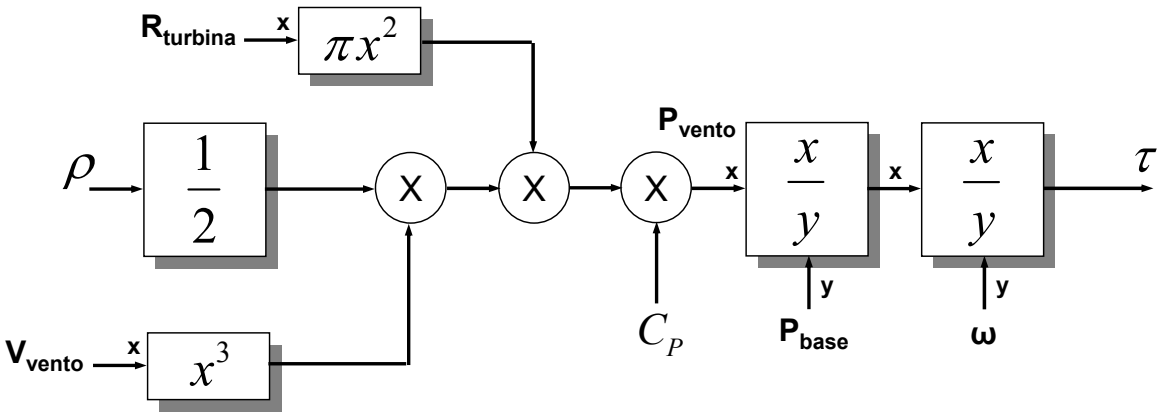


Figura 4.9 – Cálculo do torque mecânico no eixo da máquina.

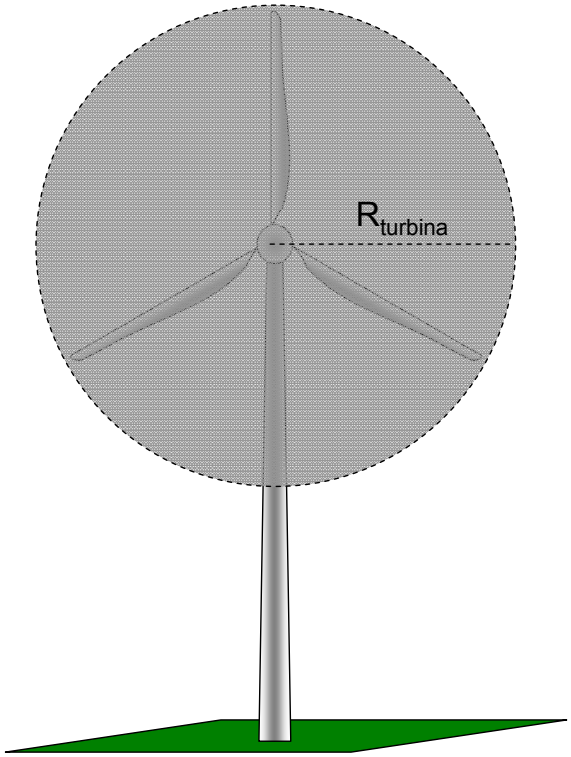


Figura 4.10 – Área coberta pelas pás da turbina.

O controle do lado do rotor pode ser aplicado de duas maneiras diferentes. Uma delas é controlar a velocidade de rotação do gerador. Um outro método consiste em controlar diretamente a potência ativa, sem observar a variação de velocidade do sistema. Neste trabalho, optou-se pelo controle de velocidade. A Figura 4.11 apresenta o diagrama do controle, que consiste em medir a velocidade ω, compará-la com um valor de referência, e o resultado desta operação é entregue a um controlador PI. A saída do controlador é a referência da corrente de eixo "q".

A obtenção da velocidade de referência do gerador depende da velocidade do vento. De acordo com (2.4), a relação de velocidade de ponta, λ, depende da relação

entre a velocidade angular na ponta da pá da turbina e a velocidade do vento. O coeficiente aerodinâmico, C_P, é dependente do λ. Assim, conhecendo-se a velocidade do vento, deve-se ajustar a velocidade da turbina, utilizando-se a componente de torque, i_{rq}, do controle vetorial, de maneira a operá-la com o melhor λ da turbina (ótimo). Neste estudo, o ângulo de passo foi adotado como sendo fixo, de maneira que para obtenção da velocidade de referência, basta dividir a velocidade do vento por uma constante.

Como já foi citado anteriormente, pode-se adotar a corrente do eixo "d" como sendo nula, pois esta apenas realiza controle da potência reativa no ponto de conexão. Assim, conhecidas as correntes de referência, nas coordenadas d e q, estas devem ser transformadas para coordenadas abc. Como mostrado na Figura 3.16 e na equação (3.57), o ângulo para realização da trasnformação será $\phi_s - \phi_r$.

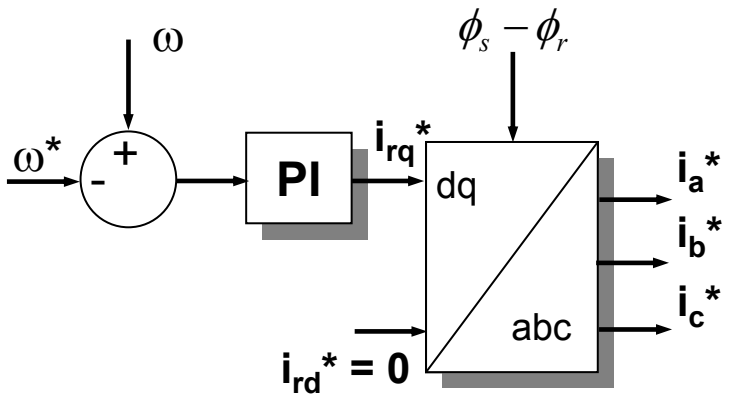


Figura 4.11 – Diagrama do controle para obtenção das correntes de referência no lado do rotor.

A seguir, será estudado o comportamento do sistema, quando submetido ao perfil de vento mostrado na Figura 4.8. A velocidade de referência terá o mesmo perfil, pois é obtida dividindo-se a velocidade do vento por uma constante.

Na Figura 4.12 está mostrado o comportamento da velocidade da máquina, comparada com a velocidade de referência, imposta pelo controle. Observa-se que o sistema acompanha a referência de maneira correta. O desempenho dinâmico do sistema, relativamente lento, deve-se principalmente à inércia do mesmo, que é composto pelo aerogerador, rotor e pás.

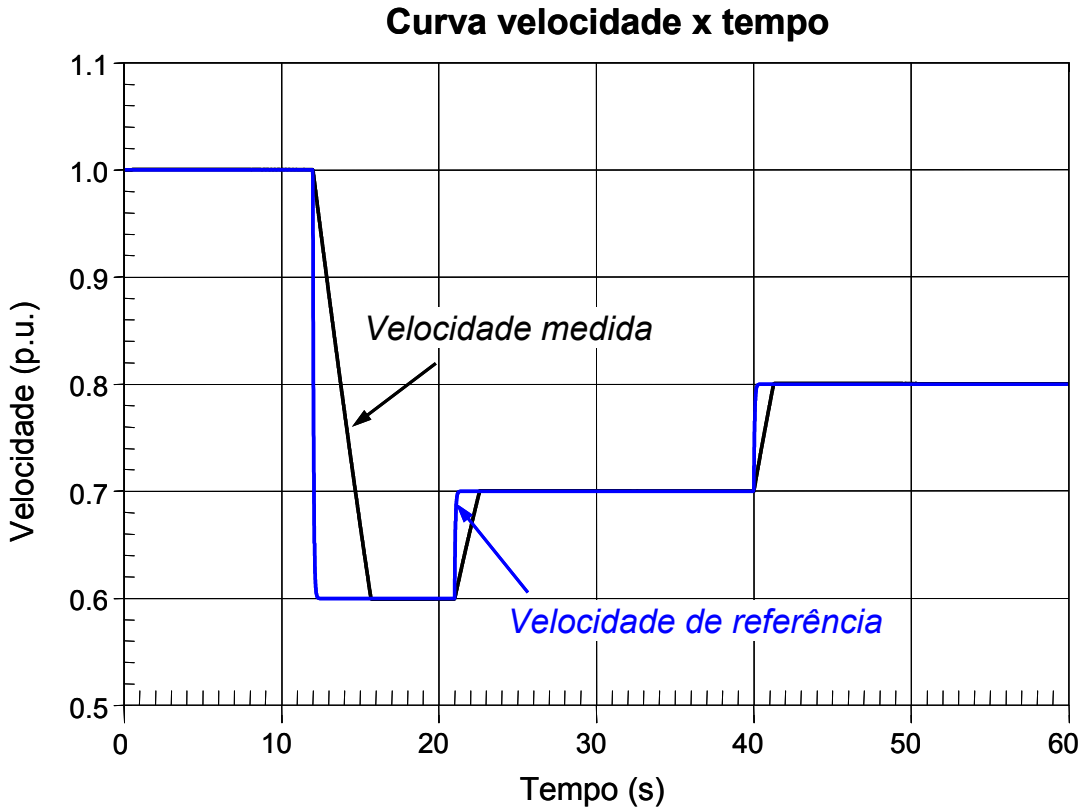


Figura 4.12 – Velocidade medida no eixo do gerador.

A seguir, foi observado o comportamento do elo CC. O conversor do lado da rede é responsável por regular a tensão, de modo que esta seja mantida estável para qualquer condição de carregamento, ou seja, quando é drenada/injetada uma corrente de qualquer valor. Assim, convém observar a tensão no capacitor, de forma a avaliar a capacidade de regulação de tensão perante variações de velocidade impostas pelo perfil de vento apresentado.

O controle aqui utilizado é realizado utilizando-se a Teoria pq, cujo controle está apresentado na Figura 4.5 e utlizando-se o chaveamento por banda de histerese.

Na Figura 4.13 pode-se observar que o controle regula a tensão corretamente, porém, observa-se que durante os instantes em que a velocidade no eixo varia, o sistema sofre pequenos "distúrbios" na tensão.

O dimensionamento do capacitor deve levar em conta uma variação máxima de tensão ("ripple"). Embora um capacitor de maior valor nominal possa filtrar oscilações de freqüências mais baixas, sua maior "inércia de tensão" pode representar também uma piora na dinâmica do conversor. A situação inversa, de capacitor

pequeno, pode causar oscilações na tensão do elo CC, e estas oscilações podem acabar sendo transferidas, na forma de harmônicos, para a rede.

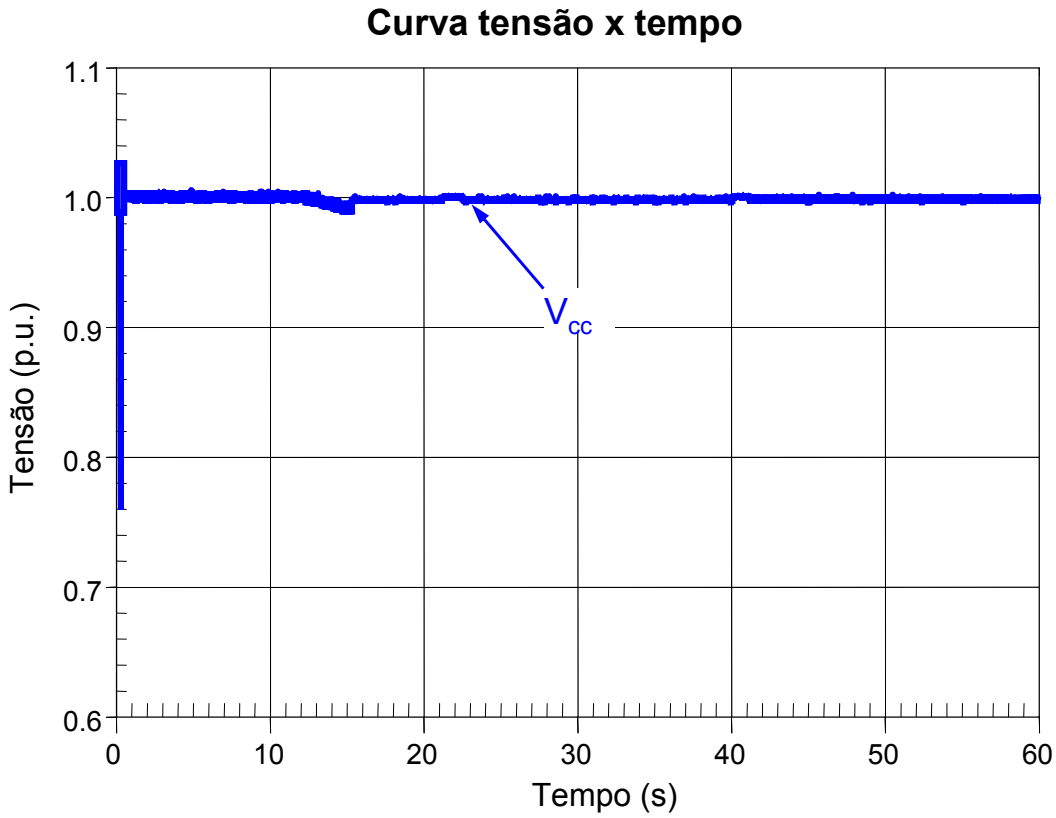


Figura 4.13 – Tensão no elo de corrente contínua.

Neste trabalho, nenhum controle foi implementado para ajuste automático de potência reativa, nem no estator e nem no rotor. De modo que, para observar-se a capacidade do conversor em controlar a potência reativa, foi definida uma referência, dada pela curva da Figura 4.14. Esta referência será injetada na componente i_{rd}* que, inicialmente, na Figura 4.11, havia sido definida como zero. Na Figura 4.15 observa-se que a potência reativa medida e a corrente i_{rd}* de referência são proporcionais, comprovando a relação de proporcionalidade existente entre estas grandezas.

Na Figura 4.14, observa-se a resposta da potência reativa entregue pelo conversor. O controle acompanha a referência corretamente. Entretanto, vale lembrar que este conversor é dimensionado para uma potência da ordem de 30% do valor nominal do gerador, o que limita a capacidade de utilizar este conversor para regular tensão ou fator de potência no ponto de conexão comum. Uma alternativa é utilizar a máquina de indução de rotor bobinado para controlar a potência reativa no estator, realizando-se o controle no conversor do lado do rotor de acordo com [7].

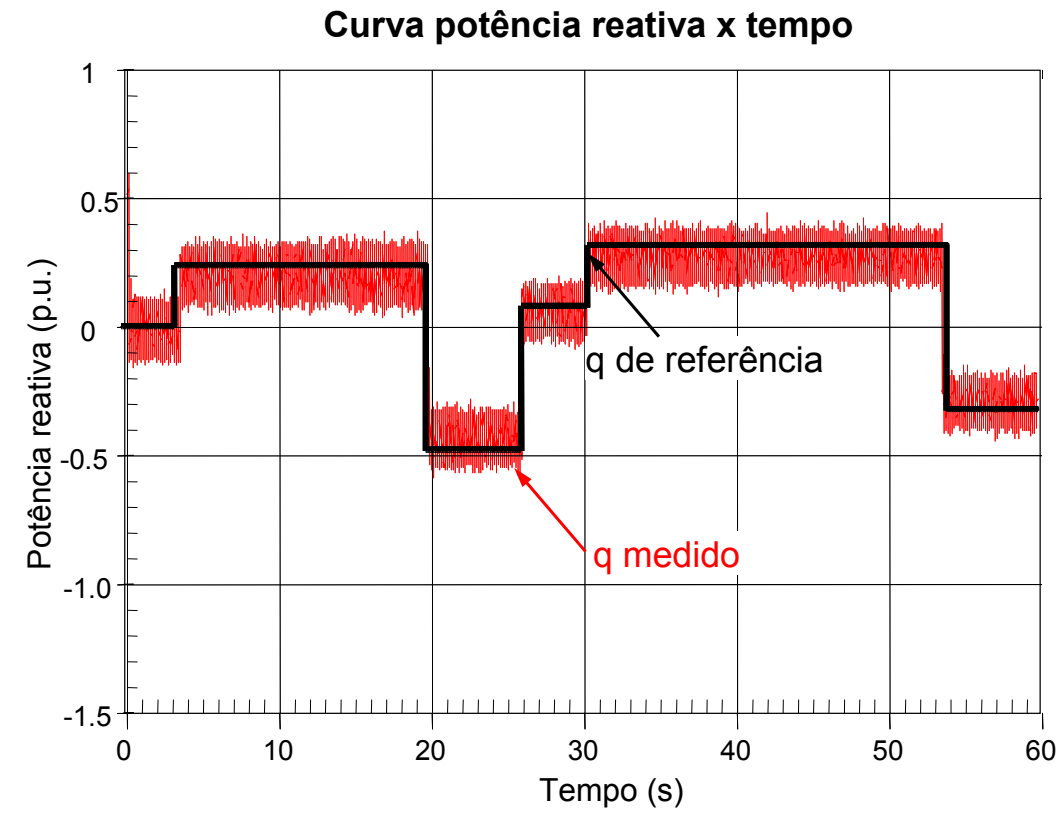


Figura 4.14 – Potência reativa medida e potência reativa de referência.

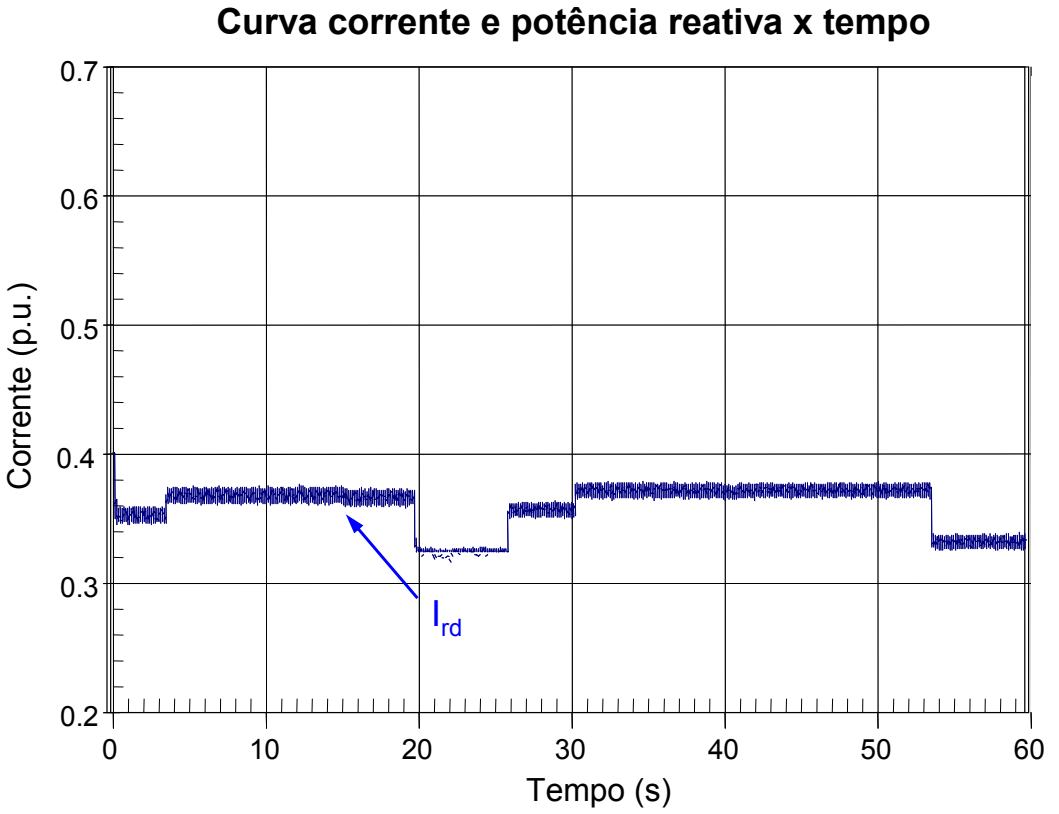


Figura 4.15 – Corrente i_{rd} medida.

Por outro lado, o controle do torque é automático, de maneira a regular a velocidade do gerador. De maneira a verificar o esquema de controle, na Figura 4.16 observou-se a variação da corrente de eixo “q”. Na Figura 4.17 é mostrado o torque elétrico. Deve-se destacar o sinal negativo no torque, o que indica que a máquina de indução está trabalhando em modo gerador. O sinal positivo é associado ao modo motor.

Observou-se, através dos resultados, que o desacoplamento é funcional, de maneira que a corrente do eixo “q” apenas influencia a variação do torque da máquina, ficando a corrente “d” inalterada. E da mesma maneira, a corrente do eixo ”q” não sofre ação quando se varia à referência de potência reativa no conversor.

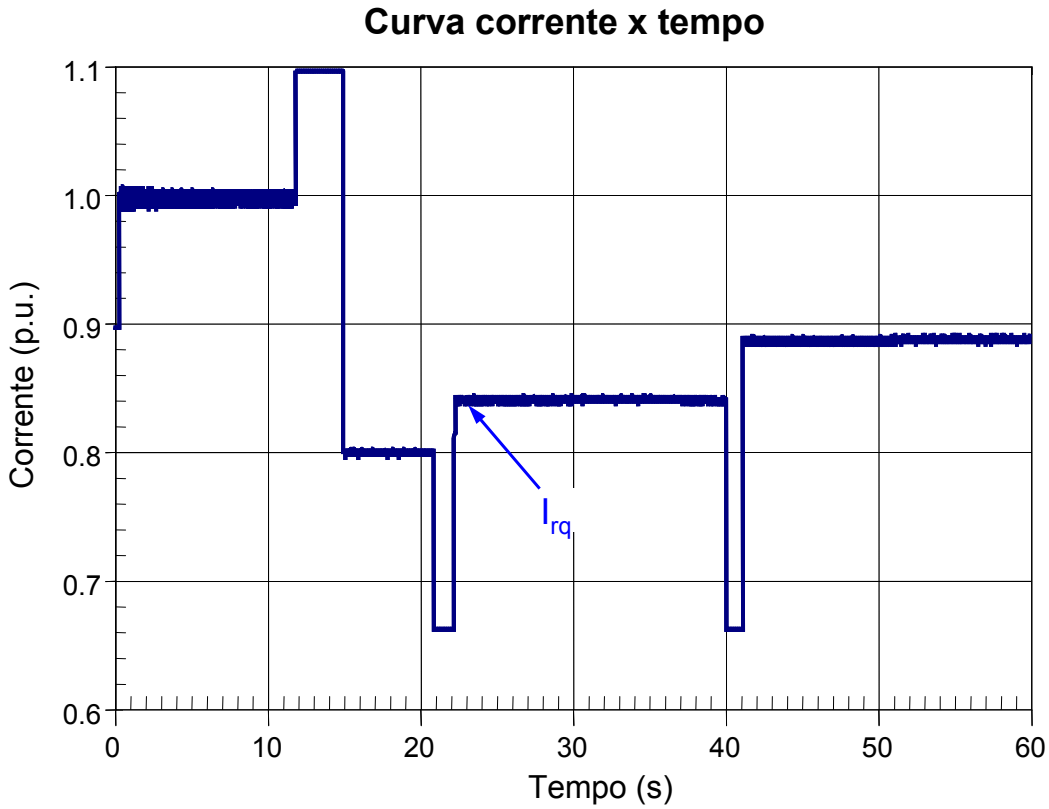


Figura 4.16 – Corrente do eixo “q”.

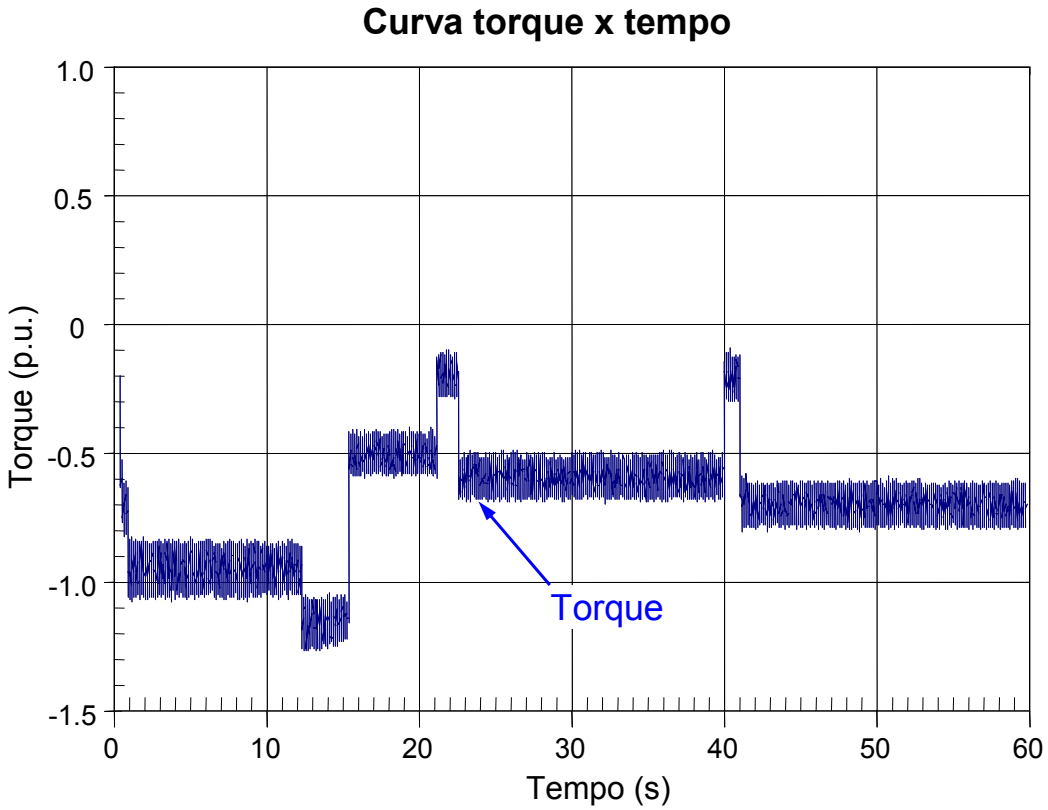


Figura 4.17 – Torque elétrico no gerador.

Durante as simulações foram observados também o valor e sentido da potência no rotor, chegando-se ao gráfico da Figura 4.18 onde se observa que a potência no rotor pode ser drenada ou injetada, dependendo da velocidade na qual sistema está operando. A velocidade foi ajustada de maneira que 1 p.u. de velocidade do vento equivale a velocidade síncrona do gerador. O conversor entrega potência ativa ao sistema quando a velocidade do gerador é superior a velocidade síncrona, e drena energia quando a velocidade é menor que a velocidade sícnrona.

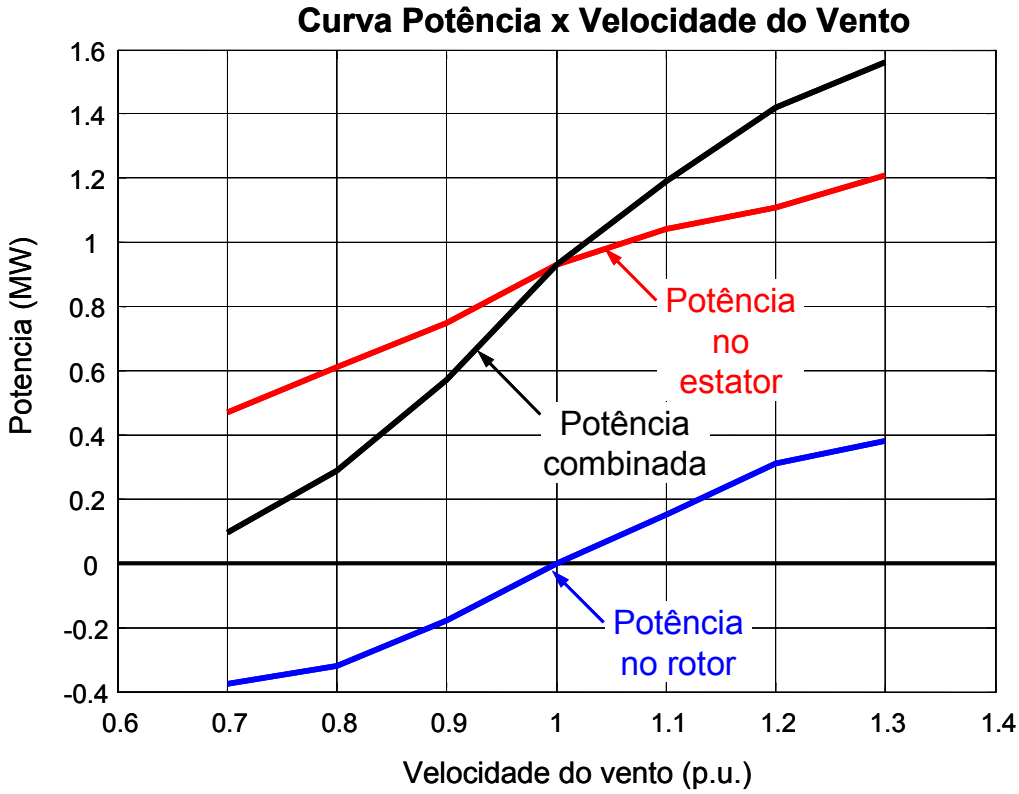


Figura 4.18 – Valor da potência ativa em função da velocidade do vento.

4.3. CONCLUSÕES PARCIAIS

Os resultados apresentados ilustram o correto funcionamento das estratégias de controle sugeridas, tanto para o lado do rotor como para o lado da rede. O controle de potência reativa realizado pelo conversor do lado da rede foi capaz de acompanhar a referência, entretanto, os resultados da Figura 4.18 comprovam que este conversor não precisa dispor de potência nominal equivalente à do gerador. Desta maneira, apesar da capacidade de compensação de potência reativa, esta é limitada pela potência do conversor.

De acordo com a velocidade do gerador, a potência no conversor do lado da rede pode ser drenada (rede-conversor) ou injetada (conversor-rede).

Ambos os controles de corrente mostraram-se capazes de atender a aplicação, entretanto, qualquer das duas escolhas apresenta desvantagens que devem ser levadas em conta. No caso do chaveamento por banda de histerese, deve-se lidar com um maior conteúdo harmônico. Já no caso do controle vetorial usando PWM seno-triângulo, o controle é mais complicado, o que acarreta na necessidade de um maior poder computacional.

CAPÍTULO 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A geração de energia elétrica, não só no Brasil, como no mundo, está passando por um processo de modernização. Com o crescimento do consumo no mundo, as fontes de energia consideradas "não-convencionais" vêm se expandindo de modo a preencher estas lacunas.

O esgotamento de fontes tradicionalmente usadas é outro fator que favorece o desenvolvimento de alternativas. O fator poluição também é importante, e este é um ponto favorável ao emprego de fontes de energia renováveis e ecologicamente corretas.

Em sintonia com este panorama de desenvolvimento, neste trabalho foi apresentado um aerogerador baseado em uma máquina de indução de rotor bobinado. Esta foi modelada, de maneira a derivar-se uma estratégia de controle adequada. O sistema foi montado com auxílio do software PSCAD/EMTDC, e conectado a um sistema elétrico através de um conversor back-to-back, capaz de operar em quatro

quadrantes. Este estudo também pode ser aplicado a sistemas onde a velocidade presente no eixo do gerador seja variável, caso de usinas pequenas.

Para o controle do conversor back-to-back, no lado do rotor, foi proposta a utilização de uma estratégia de controle baseada no controle orientado pelo campo, com orientação pelo fluxo do estator, enquanto no lado da rede, foi empregada a teoria da potência instantânea (Teoria pq). Enquanto o controle vetorial do lado da máquina foi responsável por controlar a velocidade da mesma, o controle usando teoria PQ regulou a tensão presente no capacitor, no elo CC.

Baseado nos resultados e comentários apresentados pode-se afirmar que o sistema atende a aplicação apresentada, e que as estratégias de controle selecionadas são aplicáveis e funcionais para a aplicação apresentada.

As simulações envolvendo o conversor do lado da rede mostram que a seleção de estratégias de chaveamento adequadas pode melhorar o desempenho do sistema, aumentando ou diminuindo as perdas e o conteúdo harmônico decorrente da comutação.

Observou-se na simulação do sistema completo, que, o controle do gerador baseado na velocidade pode controlar corretamente a potência, porém, acarreta em comportamento similar ao de sistemas de fase não mínima, ou seja, durante o comando para diminuição ou aumento da corrente, esta sofre um transitório no sentido contrário da ordem inicial.

Entre as principais vantagens do sistema, vale destacar o uso de conversores eletrônicos de potência nominal inferior à potência da máquina, dado que estes apenas precisam trabalhar com a potência de escorregamento, presente no rotor, e, por ser um conversor de menor potência, sua eficiência em nível de chaveamento é menos preponderante no rendimento do sistema completo. Entretanto, o uso de conversores de menor potência reduz também a capacidade de compensação de potência reativa por parte do conversor conectado à rede.

5.2. TRABALHOS FUTUROS

Para continuidade deste trabalho, são propostos os estudos a seguir:

- Implementação de um conjunto de curvas C_P x λ real, de maneira a estudar-se um algoritmo para máxima extração de potência.
- Realizar um estudo mais profundo relacionado aos distúrbios causados por aerogeradores, e propor métodos para reduzir a poluição causada, como por exemplo, utilizar estratégias de chaveamento mais avançadas, como o PWM *space* vector.
- Simular um parque eólico completo, composto por uma série de aerogeradores, e avaliar a influência que um pode ter sobre o outro, quando em operação.
- Montagem, em bancada, de um protótipo real, em escala reduzida, de um dispositivo como esse, que possibilite observar resultados reais.
- Desenvolver um estudo relacionado a estratégias de controle adequadas para suportar as condições de *ride-through* impostas pelas agências reguladoras.

Referências Bibliográficas

[1] http://www.aneel.org.br - Página da agência nacional de energia elétrica.

[2] PATEL, M. R., "Wind and Solar Power Systems", CRC Press, United States of America, 1999.

[3] BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. "Wind Energy Handbook", John Wiley & Sons, Ltd., West Sussex, 2001.

[4] http://www.eletrosul.gov.br/ - Página da Eletrosul.

[5] LEONHARD, W.; "Control of Electrical Drives" 3rd edition, Berlin, Germany, 2001

[6] PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M. "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation", IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 143, No 3, May 1996

[7] SOUZA, L. M. "Compensador síncrono de velocidade variável", Dissertação de Mestrado (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro – RJ, 2003.

[8] WATANABE, E. H.; STEPHAN R. M.; AREDES, M., "New Concepts of Instantaneous Active and Reactive Powers in Electrical Systems with Generic Loads", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, no. 2 (Abril), pp. 697-703, 1993.

[9] FERREIRA, J. C. C.; "Aplicação do Controle Vetorial e Teoria pq no Controle de Aerogeradores Conectados à Rede Elétrica", Dissertação de Mestrado (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro – RJ, 2005.

[10] JOHNSON, G. L.; “Wind Energy Systems”, Manhattan, Kansas, Dezembro – 2001.

[11] MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L.; “Wind Energy Explained: Theory, Design and Application”, John Wiley & Sons, ltd., 1st edition, West Sussex, England, 2001.

[12] http://www.windpower.org – Página da Danish Wind Industry Association.

[13] http://www.wobben.com.br – Página da Wobben Windpower.

[14] CAMPOS, F. G. R.; “Geração de energia a partir de fonte eólica com gerador assíncrono conectado a conversor estático duplo”, Dissertação de Mestrado (USP), São Paulo, 2004.

[15] http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica.pdf - Tutorial de energia eólica do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB.

[16] MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P.; “Power Electronics: Converters, Applications and Design”, John Wiley & Sons, Nova York, 2nd edition, 1995.

[17] BOLDEA, I.; NASAR, S. A.; “The Induction Machine Handbook”, CRC Press, New York, 1st edition, 2001.

[18] MULJADI, E.; YILDIRIM, D.; BATAN, T.; BUTTERFIELD, C. P.; “Understanding the Unbalanced-Voltage Problem in Wind Turbine Generation”, IEEE Transactions on Industry Applications Magazine, May – June, pp. 26-33, 2000.

[19] MÜLLER, S.; DEICKE, M.; DE DONCKER, R.W.; “Doubly Fed Induction Generator Systems for wind Turbines” IEEE Industry Applications Magazine, May – June pp. 26-33, 2002.

[20] HANSEN, L. H.; HELLE, L.; BLAABJERG, F., RITCHIE, E.; MUNK-NIELSEN, E.; BINDNER, H.; SORENSEN, P.; BAK-JENSEN, B.; "Conceptual Survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines", Pitney Bowes Management Services, Roskilde, Denmark, 2001

[21] http://www.eolica.com.br/energia.html - Tutorial do Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE.

[22] http://www.offshorewindenergy.org – The Offshore Wind Energy Website

[23] LARSSON, A.; "The Power Quality of Wind Turbines", Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2000.

[24] KRAUSE, P. C. "Analysis of Electric Machinery", McGraw-Hill, New York, 1986

[25] ENCARNAÇÃO, L. F.; MERÇON, A. G.; ALMEIDA, H. H.; EMMERIK, E. L.; AREDES, M.; "A case study of Hybrid Filter Application in Power Transmission Systems", IEEE ISIE 2006, July 9-12, pp. 841-846, Montreal, Québec, Canada.

[26] MOLINAS, M.; NAESS, B.; GULLVIK, W.; UNDELAND, T.; "Control of Wind Turbines with Inductions Generators Interfaced to the Grid with Power Electronics Converters", The 2005 Power Electronics Conference, pp. 1027 – 1032.

[27] FERREIRA, A. C.; SOUZA, L. M.; WATANABE, E. H.; "Voltage Control Using Variable Speed Synchronous Condenser", Induscon, pp. 703-708, 2000.

[28] BARBI, I.; "Teoria Fundamental do Motor de Indução", Florianópolis – SC, UFSC, 1985

[29] BOSE, B. K..; "Modern Power Electronics and AC Drives", Prentice-Hall, 1st edition, United States of America, 2001

[30] AREDES, M.; “Active Power Line Conditioners”, Dr.-Ing Thesis, Technischen Universität Berlin, 1996.

[31] BARBOSA, P. G.; ROLIM, L. G. B.; WATANABE, E. H.; HANITSCH, R.; “Control Strategy for Grid-Connected DC-AC Converters With Load Power Factor Correction”, IEE Proc.-Gener., Transm., Distrib Vol. 145, No. 5, September 1998