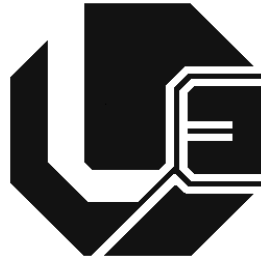


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



Uma Contribuição para o Controle Operativo
de Unidades Eólicas: Modelagem, Regulação
de Tensão e Minimização das Distorções
Harmônicas

Alex Reis

**Uberlândia
2015**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O CONTROLE OPERATIVO
DE UNIDADES EÓLICAS: MODELAGEM, REGULAÇÃO
DE TENSÃO E MINIMIZAÇÃO DAS DISTORÇÕES
HARMÔNICAS**

Tese apresentada por Alex Reis à
Universidade Federal de Uberlândia
para a obtenção do título de Doutor em
Ciências.

BANCA EXAMINADORA:

José Carlos de Oliveira, Dr. – UFU (Orientador)

Antônio César Baleeiro Alves, Dr. – UFG

Anésio de Leles Ferreira Filho, Dr. – UnB

José Wilson Resende, Dr. – UFU

Aloisio de Oliveira, Dr. – UFU

Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr. – UFU

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

R375c
2014

Reis, Alex, 1987-

Uma contribuição para o controle operativo de unidades eólicas: modelagem, regulação de tensão e minimização das distorções harmônicas / Alex Reis. - 2014.

195 f. : il.

Orientador: José Carlos de Oliveira.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia eólica - Teses. 3. Máquinas elétricas síncronas - Teses. 4. Energia elétrica - Controle de qualidade - Teses. I. Oliveira, José Carlos de. II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Uma Contribuição para o Controle Operativo de Unidades Eólicas: Modelagem, Regulação de Tensão e Minimização das Distorções Harmônicas

Alex Reis

Tese apresentada por Alex Reis à Universidade Federal de
Uberlândia para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Qualidade da Energia Elétrica

Prof. José Carlos de Oliveira, Dr.
(Orientador) – UFU

Prof. Edgard Afonso Lamounier Junior, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica - UFU

Aos meus pais, José e Edinamar, aos meus avós, Malfandes e Antônia, e a minha noiva, Loana Velasco, pelo constante apoio para a realização deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a **Deus** pelo dom da vida e por ter me dado capacidade e discernimento para a elaboração deste trabalho.

À **minha família**, em especial aos meus pais, **José e Edinamar**, e meus avós, **Malfandes e Antônia**, agradeço pelo estímulo, amor e por todos os esforços empreendidos pela minha educação.

Ao meu orientador, Prof. **José Carlos de Oliveira**, deixo expresso meus sinceros agradecimentos por toda a confiança, amizade e constantes ensinamentos, fundamentais para a concretização desta meta.

À minha noiva **Loana Nunes Velasco**, agradeço pelo constante carinho e incentivo, os quais foram de profunda importância para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos do Laboratório de Qualidade da Energia, **Afonso Bernardino, Andréia Crico, Arnaldo Rosentino, Arthur Costa, Camila Chaves, Elias Alvarenga, Guilherme Xavier, Fabricio Parra, Fernanda Hein, Isaque Gondim, Ivan Nunes, João Areis, Leandro Moura, Lucas Vasconcelos e Paulo Rezende** pelo companheirismo, apoio, amizade e agradável convívio proporcionado nos diversos encontros profissionais e pessoais.

Aos professores **Antônio Carlos Delaiba, Aloísio de Oliveira, Geraldo Caixeta Guimarães, José Wilson Resende, José Rubens Macedo Junior, Marcelo Lynce Ribeiro Chaves e Milton Itsuo Samesima** pelo auxílio e conhecimentos transmitidos.

Ao professor **Luiz Carlos Gomes de Freitas** e ao Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência (NUPEP) da UFU pela presteza e auxílio em diversas etapas deste trabalho.

Ao professor **Selênio Rocha Silva** (*in memoriam*), pelas valorosas contribuições para a consolidação deste trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFU, por meio de seus professores e técnicos administrativos, pela oportunidade de crescimento profissional e aprendizado. À **Cinara, José Maria e Kátia** pela presteza nos encaminhamentos dos assuntos vinculados com a secretaria da Pós-Graduação, bem como aqueles envolvidos com projetos de pesquisa.

À **CAPES** por ter concedido suporte financeiro a esta pesquisa, por meio de sua bolsa de Pós-Graduação.

Ao suporte financeiro da **FAPEMIG** via o Projeto TEC APQ 2381-13 – Edital Universal.

Enfim, a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

*“O homem nasceu para aprender, aprender tanto
quanto a vida lhe permita”*

João Guimarães Rosa

RESUMO

A crescente demanda por recursos energéticos de baixo impacto ambiental tem intensificado a importância e a participação de fontes renováveis de energia nas matrizes energéticas de diversos países. Dentre elas, destaca-se a de natureza eólica, a qual tem recebido fortes incentivos pelos agentes governamentais e privados e, por consequência, tem se apresentado, a cada dia, mais atrativa e competitiva. Todavia, em virtude das características operacionais destes complexos, as quais, em consonância com as propriedades da fonte primária de energia, se traduzem em uma variabilidade da energia produzida e no emprego de conversores eletrônicos, a interação entre os parques eólicos e redes de conexão se mostra como uma área de fortes interesses investigativos. De fato, as questões atreladas com o atendimento aos requisitos de conexão definidos pelos agentes reguladores, em que pesam aspectos relacionados à qualidade da energia e a dinâmica do sistema, se apresentam como temas desafiadores para a integração e operação satisfatória destes complexos. Diante disto, a presente tese de doutorado, de forma pontual, encontra-se focada no estabelecimento de uma estratégia de controle operativo para sistemas de geração eólica à máquina síncrona e conversores plenos, visando que tais complexos participem do processo de regulação de tensão em seu ponto de conexão e também no processo direto da mitigação das distorções harmônicas produzidas pela própria instalação geradora. Os trabalhos considerados nesta pesquisa contemplam atividades relacionadas com o desenvolvimento de estratégias, modelagens, implementação computacional e estudos de desempenho visando ratificar a eficácia das propostas feitas.

Palavras-Chave: Controle Operacional, Compensação Reativa, Energia Eólica, Mitigação Harmônica, Regulação de Tensão, Qualidade da Energia.

ABSTRACT

The increasing demand for low environmental impact energy sources has intensified the importance of renewable energy in many countries. Among them, wind farms have received strong incentives by the government and private agents and, consequently, have appeared every day more competitive and attractive. However, because of the operational characteristics of these power plants, which is characterized by a variability of the produced energy and the use of electronic converters, the interaction between wind farms and electrical network appears as a field of strong investigative interests. In fact, the issues related to the agreement with connection standards set by regulatory agencies, especially those concerning power quality and system dynamics have been considered challenging for successful operation of wind farms. In this context, this thesis focuses on establish a strategy to operative control of wind generation systems composed by full converters and synchronous machine, aiming at voltage control and harmonic current mitigation. This research includes activities related to the development of strategies, modeling, computational implementation and performance assessment to ratify the effectiveness of the proposals made.

Keywords: Harmonic Mitigation, Operative Control, Power Quality, Reactive Power Compensation, Voltage Control, Wind Energy.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1: Diagrama básico de um sistema de geração à velocidade fixa | 24 |
| Figura 1.2: Diagrama básico de um DFIG | 25 |
| Figura 1.3: Diagrama básico de um sistema eólico com gerador síncrono bobinado | 26 |
| Figura 1.4: Diagrama básico de um sistema eólico com gerador síncrono a imã permanente | 27 |
| Figura 2.1: Malha de controle do ângulo de passo da turbina | 37 |
| Figura 2.2: Topologia do conversor utilizado | 40 |
| Figura 2.3: Estrutura de controle para o conversor boost | 41 |
| Figura 2.4: Lógica operacional para a definição de referências para o conversor boost | 42 |
| Figura 2.5: Lógica para definição das referências para a potência ativa | 43 |
| Figura 2.6: Modelo matemático para de controle do conversor boost | 44 |
| Figura 2.7: Estrutura básica de controle do sistema de excitação | 45 |
| Figura 2.8: Definição de referências para a corrente de excitação | 46 |
| Figura 2.9: Malha de controle para corrente de excitação | 48 |
| Figura 2.10: Estrutura do CLR | 49 |
| Figura 2.11: Estrutura básica da estratégia de controle do CLR | 50 |
| Figura 2.12: Ação do mecanismo de controle em casos de sobrecarga | 51 |
| Figura 2.13: Malha de controle anti windup | 52 |
| Figura 2.14: Transformação das grandezas e cálculo da potência reativa | 53 |
| Figura 2.15: Diagrama esquemático do DSOGI-FLL (RODRIGUEZ et al., 2012) | 54 |
| Figura 2.16: Estratégia de chaveamento | 55 |
| Figura 2.17: Comportamento do filtro LCL em função da frequência | 56 |
| Figura 2.18: Diagrama de blocos para controle das corrente de eixo direto e quadratura | 59 |
| Figura 2.19: Diagrama de blocos para controle da tensão do elo de corrente contínua | 60 |
| Figura 2.20: Modelo para ajuste do fluxo de potência reativa | 61 |
| Figura 3.1: Implementação do conjunto turbina e gerador síncrono na plataforma ATP | 65 |
| Figura 3.2: Fluxograma para implementação da turbina eólica e máquina síncrona no ATP | 66 |
| Figura 3.3: Circuito elétrico equivalente ao estator do gerador | 67 |
| Figura 3.4: Circuito elétrico equivalente do enrolamento de campo | 68 |
| Figura 3.5: Representação do enrolamento amortecedor (a) de eixo direto (b) em quadratura | 69 |
| Figura 3.6: Fluxograma associado à implementação do controle do conversor buck no ATP | 70 |
| Figura 3.7: Fluxograma associado à implementação do controle do conversor boost no ATP | 70 |
| Figura 3.8: Fluxograma associado à implementação do controle do inversor no ATP | 71 |
| Figura 3.9: Sistema completo implementado no simulador ATP | 72 |
| Figura 3.10: Diagrama unifilar do sistema elétrico | 74 |
| Figura 3.11: Condições de vento para diferentes fornecimentos de potência ativa | 78 |
| (a) Resultado computacional | 79 |
| (b) Medição em campo | 79 |
| Figura 3.12: Potência ativa produzida pelo aerogerador | 79 |
| (a) Resultado computacional | 79 |
| (b) Medição em campo | 80 |
| Figura 3.13: Fluxo de potência reativa entre o aerogerador e rede elétrica | 80 |
| (a) Resultado computacional | 80 |
| (b) Medição em campo | 80 |
| Figura 3.14: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 13 m/s | 80 |
| (a) Resultado computacional | 81 |
| (b) Medição em campo | 81 |
| Figura 3.15: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 10,5 m/s | 81 |

| | |
|---|-----|
| (a) Resultado computacional | 81 |
| (b) Medição em campo | 82 |
| Figura 3.16: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 6 m/s..... | 82 |
| Figura 3.17: Tensão no barramento em corrente contínua – Resultado computacional..... | 82 |
| Figura 3.18: Velocidade mecânica – Resultado computacional..... | 83 |
| Figura 3.19: Coeficiente de potência – Resultado computacional | 83 |
| Figura 3.21: Perfil do vento – Caso 02..... | 85 |
| Figura 3.22: Fluxo de potência ativa e reativa entre o parque eólico e rede elétrica – Caso 02 | 86 |
| Figura 3.23: Perfil da tensão eficaz no ponto de acoplamento – Caso 02..... | 86 |
| (a) Forma de onda..... | 87 |
| (b) Espectro de frequências | 87 |
| Figura 3.24: Corrente injetada na rede de conexão – Caso 02 | 87 |
| (a) Forma de onda..... | 88 |
| (b) Espectro de frequências | 88 |
| Figura 3.25: Tensão no PAC – Caso 02 | 88 |
| Figura 3.26: Fluxo de potência ativa e reativa associado com um aerogerador específico – Caso 02..... | 89 |
| Figura 3.27: Corrente de eixo direto e quadratura de um aerogerador específico – Caso 02... 89 | |
| Figura 3.28: Tensão no barramento de corrente contínua de um aerogerador específico – Caso 02..... | 90 |
| Figura 3.29: Velocidade mecânica da turbina – Caso 02 | 90 |
| Figura 3.30: Coeficiente de potência da turbina – Caso 02..... | 91 |
| Figura 4.1: Diagrama unifilar da rede equivalente, em frequência fundamental | 95 |
| Figura 4.2: Tensão no PAC em função da potência produzida pelo parque eólico..... | 96 |
| Figura 4.3: Característica droop utilizada | 97 |
| Figura 4.4: Perfil de vento adotado – Caso 01 | 101 |
| Figura 4.5: Potência ativa produzida pelo parque eólico – Caso 01..... | 102 |
| Figura 4.6: Tensão no ponto de acoplamento do parque eólico – Caso 01 | 102 |
| Figura 4.7: Potência reativa produzida pelo parque eólico – Caso 01 | 103 |
| Figura 4.8: Potência ativa produzida por um aerogerador – Caso 01 (Base: 2,35 MVA).... | 104 |
| Figura 4.9: Potência reativa produzida por um aerogerador – Caso 01 (Base: 2,35 MVA)... 104 | |
| Figura 4.10: Diagrama unifilar do sistema elétrico – Caso 02 | 105 |
| Figura 4.11: Perfil de vento adotado – Caso 02 | 106 |
| Figura 4.12: Potência ativa produzida pelo parque eólico – Caso 02..... | 106 |
| Figura 4.13: Tensão no ponto de acoplamento do parque eólico – Caso 02 | 107 |
| Figura 4.14: Potência reativa produzida pelo parque eólico – Caso 02 | 107 |
| Figura 4.15: Potência ativa produzida por um aerogerador – Caso 02 (Base: 2,35 MVA).... | 108 |
| Figura 4.16: Potência reativa produzida por um aerogerador – Caso 02 (Base: 2,35 MVA). 108 | |
| Figura 4.17: Diagrama unifilar do sistema elétrico – Caso 03 | 109 |
| Figura 4.18: Perfil de vento adotado – Caso 03 | 109 |
| Figura 4.19: Potência ativa produzida pelo parque eólico – Caso 03..... | 110 |
| Figura 4.20: Tensão no ponto de acoplamento do parque eólico – Caso 03 | 111 |
| Figura 4.21: Potência reativa produzida pelo parque eólico – Caso 03 | 112 |
| Figura 4.22: Potência ativa produzida por um aerogerador – Caso 03 (Base: 2,35 MVA).... | 112 |
| Figura 4.23: Potência reativa produzida por um aerogerador – Caso 02 (Base: 2,35 MVA). 113 | |
| Figura 4.24: Tensão no barramento CC – Caso 03 | 113 |
| Figura 5.1: Regiões de operação da unidade inversora | 118 |
| Figura 5.2: Operação na região linear | 119 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.3: Operação na região de sobremodulação..... | 119 |
| Figura 5.4: Operação na região de saturação..... | 120 |
| Figura 5.5: Pulsos de acionamento considerando o “tempo morto” das chaves | 121 |
| Figura 5.6: Alterações no PWM devido ao “tempo morto” | 122 |
| Figura 5.7: Impacto do “tempo morto” das chaves na tensão de saída | 123 |
| Figura 5.8: Estratégia de controle em frequência fundamental | 124 |
| Figura 5.9: Circuito equivalente para frequência fundamental | 127 |
| Figura 5.10: Circuito elétrico equivalente para análise harmônica | 128 |
| Figura 5.11: Equivalente de Thevenin para análise harmônica..... | 128 |
| Figura 5.12: Rede interna com fontes harmônicas | 129 |
| Figura 6.1: Estratégia de controle para a mitigação harmônica | 130 |
| Figura 5.13: Condições de vento para fornecimento de potência ativa de 10%, 50% e 100% | 133 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 134 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 134 |
| Figura 5.14: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 13 m/s..... | 134 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 135 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 135 |
| Figura 5.15: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 10,5 m/s | 135 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 135 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 136 |
| Figura 5.16: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 6 m/s..... | 136 |
| Figura 5.17: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 13 m/s..... | 136 |
| Figura 5.18: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 10,5 m/s..... | 137 |
| Figura 5.19: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 6 m/s..... | 137 |
| Figura 5.20: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 13 m/s | 138 |
| Figura 5.21: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 10,5 m/s .. | 138 |
| Figura 5.22: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 6,0 m/s ... | 138 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 140 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 140 |
| Figura 5.23: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 13 m/s..... | 140 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 140 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 141 |
| Figura 5.24: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 10,5 m/s | 141 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 141 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 141 |
| Figura 5.25: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 6 m/s..... | 141 |
| Figura 5.26: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 13 m/s..... | 142 |
| Figura 5.27: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 10,5 m/s..... | 142 |
| Figura 5.28: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 6 m/s..... | 143 |
| Figura 5.31: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 6,0 m/s ... | 144 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 145 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 145 |
| Figura 5.32: Forma de onda da tensão no ponto de conexão – Caso 02 | 145 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 145 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 146 |
| Figura 5.33: Espectro de frequências das tensões no ponto de conexão – Caso 02 | 146 |
| Figura 5.34: Distorções preexistentes no barramento de conexão – Caso 03 | 146 |
| Figura 5.35: Perfil de vento – Caso 03 | 147 |

| | |
|--|-----|
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 147 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 148 |
| Figura 5.36: Forma de onda da corrente injetada no PAC – Caso 03 | 148 |
| Figura 5.37: Amplitude das componentes harmônicas injetadas no PAC – Caso 03..... | 148 |
| Figura 5.38: Amplitude das componentes harmônicas de um aerogerador – Caso 03..... | 149 |
| (a) Sem estratégia de minimização harmônica | 150 |
| (b) Com estratégia de minimização harmônica | 150 |
| Figura 5.39: Forma de onda da tensão no ponto de conexão – Caso 03 | 150 |
| Figura 5.40: Espectro de frequências das tensões no ponto de conexão – Caso 03 | 150 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 1.1: Comparação entre diferentes documentos relacionados à conexão de unidades eólicas à rede elétrica | 23 |
| Tabela 3.1: Nível de curto-circuito na barra 1 | 74 |
| Tabela 3.2: Parâmetros equivalentes das linhas de transmissão e distribuição | 75 |
| Tabela 3.3: Parâmetros equivalentes dos transformadores..... | 75 |
| Tabela 3.4: Características das cargas | 75 |
| Tabela 3.5: Parâmetros dos bancos de capacitores..... | 76 |
| Tabela 3.6: Características do aerogerador..... | 76 |
| Tabela 3.7: Condições adotadas para a fonte primária..... | 78 |
| Tabela 3.8: Condições adotadas para a fonte primária..... | 85 |
| Tabela 4.1: Condições adotadas para a fonte primária..... | 101 |
| Tabela 5.1: Características da unidade inversora | 133 |
| Tabela 5.2: Condições adotadas para a fonte primária..... | 133 |
| Tabela 5.3: Distorções de tensão preexistentes no PAC – Caso 02 | 139 |
| Tabela A.1: Parâmetros internos da máquina síncrona | 193 |
| Tabela A.2: Parâmetros externos da máquina síncrona..... | 194 |

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CC – Corrente Contínua
CLG – Conversor do lado do gerador
CLR – Conversor do lado da rede
DFIG – Doubly Fed Induction Generator
FACTS – Flexible AC Transmission Systems
MPPT – *Maximum Power Point Tracker*
ONS – Operador Nacional do Sistema
PAC – Ponto de Acoplamento Comum
PI – Proporcional-Integral
PWM – Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation*)
SIN – Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

Capítulo I

Introdução Geral

| | | |
|-----|---|----|
| 1.1 | Considerações iniciais | 18 |
| 1.2 | O contexto do tema da regulação da tensão e minimização das distorções harmônicas | 22 |
| 1.3 | Contribuições desta tese de doutorado | 31 |
| 1.4 | Estrutura da tese | 32 |

Capítulo II

Modelagem da Unidade de Geração Eólica à Máquina Síncrona

| | | |
|--------|--|----|
| 2.1. | Considerações iniciais | 35 |
| 2.2. | Modelagem da unidade de geração | 36 |
| 2.2.1. | Vento e turbina | 36 |
| 2.2.2. | Gerador síncrono trifásico | 37 |
| 2.3. | Conversor de conexão | 40 |
| 2.3.1. | Unidade de retificação | 41 |
| 2.3.2. | Sistema de excitação | 45 |
| 2.3.3. | Inversor e filtro | 49 |
| 2.3.4. | Controladores da unidade inversora | 56 |
| 2.4. | Considerações finais | 61 |

Capítulo III

Implementação da Unidade de Geração Eólica no Simulador ATP

| | | |
|----------|---|----|
| 3.1. | Considerações iniciais | 63 |
| 3.2. | A plataforma ATP | 64 |
| 3.3. | Avaliação de desempenho do modelo computacional | 73 |
| 3.3.1. | Sistema elétrico utilizado | 73 |
| 3.3.2. | Casos avaliados e resultados | 77 |
| 3.3.2.1. | Resultados para o Caso 01 | 77 |
| 3.3.2.2. | Resultados para o Caso 02 | 83 |
| 3.4. | Considerações finais | 91 |

Capítulo IV

Estratégia de Operação para os Aerogeradores visando a Regulação de Tensão

| | | |
|--------|---|-----|
| 4.1. | Considerações iniciais | 93 |
| 4.2. | Fundamentos sobre as variações de tensão em regime permanente | 94 |
| 4.3. | Estratégia para a compensação de potência reativa | 96 |
| 4.4. | Avaliação de desempenho da proposta | 100 |
| 4.4.1. | Casos avaliados e resultados | 100 |
| 4.4.2. | Resultados para o Caso 1 | 101 |
| 4.4.3. | Resultados para o Caso 2 | 104 |

| | |
|---------------------------------------|-----|
| 4.4.4. Resultados para o Caso 3 | 108 |
| 4.5. Considerações Finais..... | 113 |

Capítulo V

Estratégia para a Minimização da Geração de Distorções Harmônicas

| | |
|--|-----|
| 5.1. Considerações iniciais | 116 |
| 5.2. Fundamentos operacionais do inversor quanto a geração de tensões harmônicas..... | 117 |
| 5.2.1. Distorções harmônicas inerentes ao chaveamento PWM | 117 |
| 5.2.2. Distorções harmônicas produzidas pelos atrasos nos processos de chaveamento | 120 |
| 5.2.3. Impactos das distorções harmônicas de tensão preexistentes no ponto de conexão | 123 |
| 5.2.4. Correntes harmônicas produzidas pelo aerogerador | 126 |
| 5.3. A estratégia de controle para a minimização harmônica | 130 |
| 5.4. Avaliação de desempenho da estratégia para minimização da injeção de correntes harmônicas | 132 |
| 5.4.1. Descrição dos casos..... | 132 |
| 5.4.2. Resultados para o Caso 1 | 133 |
| 5.4.3. Resultados para o Caso 2 | 139 |
| 5.4.4. Resultados para o Caso 3 | 146 |
| 5.5. Considerações Finais..... | 151 |

Capítulo VI

Conclusões

| | |
|-----------------|-----|
| Conclusões..... | 153 |
|-----------------|-----|

Referências Bibliográficas

| | |
|---------------------------------|-----|
| Referências Bibliográficas..... | 159 |
|---------------------------------|-----|

Apêndice I

| | |
|---|-----|
| Implementação dos Modelos na Plataforma ATP | 165 |
|---|-----|

Anexo I

| | |
|--|-----|
| Cálculo de Parâmetros da Máquina Síncrona..... | 193 |
|--|-----|

Capítulo I

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Pesquisas na área de “Qualidade da Energia Elétrica” têm conquistado crescente importância no cenário energético brasileiro e internacional. De fato, distintos fenômenos relacionados à área (DUGAN et al., 2003), normalmente atrelados com desvios ou perda de qualidade da energia elétrica, podem acarretar grandes transtornos para as redes elétricas de transmissão e distribuição, assim como também para diversos grupos de consumidores conectados à rede, sejam eles industriais, comerciais ou residenciais.

No que tange aos motivos causadores da degradação da qualidade da energia, as responsabilidades se encontravam centradas, sobremaneira, na presença de cargas não lineares nas redes elétricas. Nas últimas décadas, entretanto, outras razões passaram a preocupar esta área de conhecimento da engenharia elétrica. Tal preocupação se encontra, de forma pontual para os fins aqui considerados, apoiada nos crescentes incentivos financeiros e políticos que se materializam em um aumento da participação, nas matrizes energéticas de diversos países, das fontes alternativas e renováveis. Neste contexto, embora o reconhecimento da diversidade de fontes energéticas primárias (vento, sol, águas, biomassa, entre outras), a presente tese está centrada no campo dos

aproveitamentos eólicos, os quais, como será ressaltado posteriormente, se constituem numa das mais eminentes estratégias para a geração de energia elétrica no Brasil.

Dentre os motivos e atrativos que têm norteado o emprego da energia eólica, pode-se destacar: tempo de implementação muito menor do que outras fontes de energia, custo de construção baixo se comparado com outras tecnologias, reduzidas taxas de manutenções, baixo impacto ambiental, além de propiciar instalações mais facilitadas sob o aspecto das montagens físicas. Nesse sentido, os interesses manifestados pela utilização de parques eólicos conduziram, até junho de 2013, a uma capacidade total de geração instalada em todo mundo de cerca de 296 GW, número este que reflete um aumento de cerca de 16% em relação ao mesmo período de 2012 (WWEA, 2013). Na atualidade, as maiores explorações desta fonte de energia se localizam na China, EUA, Alemanha, Espanha e Índia, os quais, cumulativamente, concentram cerca de 74% da capacidade mundial instalada. Outro ponto de destaque se refere ao percentual de participação de fontes eólicas em matrizes energéticas, o qual, para alguns países, a exemplo da Dinamarca e Portugal, já atingiu cerca de 25% de toda a energia elétrica consumida (BLAABJERG; LISERRE; KE, 2012).

No Brasil, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE–2022) (EPE, 2013), os crescentes investimentos no setor resultaram em uma potência acumulada, em dezembro de 2013, de 3898 MW, os quais representam cerca de 3,0% da capacidade de geração de energia elétrica. Tais projetos receberam forte intervenção do capital privado e estimativas para o ano de 2020 apontam para que a energia eólica venha a ocupar cerca de 9,0% da matriz brasileira para a produção de eletricidade.

Um aspecto meritório de destaque está vinculado com os pontos de acoplamento dos parques eólicos. De fato, tais unidades de geração são conectadas em barramentos das redes elétricas que, para muitos casos, se

apresentam com reduzidos níveis de curto-circuito. Diante de tal fato, estas conexões devem atender, sobremaneira, aos requisitos e procedimentos estabelecidos em documentos ou normas específicas, tais como, no cenário internacional, a IEC 61400-21 (IEC, 2008) ou a IEEE 1457 (IEEE, 2009) e, no âmbito nacional, os Procedimentos de Distribuição (ANEEL, 2014) e os Procedimentos de Rede do Sistema de Transmissão (ONS, 2010). Dentre outros quesitos, as diretrizes apontadas por tais documentos contemplam questões atreladas com a: frequência da rede, potência ativa injetada, tensão de saída, flutuação de tensão, distorções harmônicas e suportabilidade quanto às faltas na rede (*Low Voltage Ride Through – LVRT*) (MOHSENI; ISLAM, 2012) (TSILI; PAPATHANASSIOU, 2009).

Nesse contexto, surge a temática relacionada com os impactos que a integração destas fontes de energia provocam e, ao mesmo tempo, estão sujeitas quando em operação interligada ao sistema elétrico. De fato, uma característica comum deste tipo de geração se refere a não constância de sua fonte primária (ANAYA-LARA et al., 2009), a qual, em geral, varia em função das condições meteorológicas, implicando, pois, em expressivas oscilações das potências injetadas e respectivos efeitos sobre os níveis de tensão. Somado a isto, destaca-se o emprego, para determinados sistemas eólicos, de conversores eletrônicos, os quais possibilitam o acoplamento das unidades geradoras às redes elétricas e, portanto, à forte presença de dispositivos geradores de harmônicos. Estas exemplificações, dentre outras, evidenciam que a operação de unidades de geração eólica pode provocar significativas alterações dos padrões de tensão da rede elétrica a qual o complexo se encontra conectado. Uma segunda via caracteriza os efeitos resultantes de anomalias ocorridas nos pontos de conexão sobre a operação das unidades eólicas, como é o caso das variações de tensão de curta duração, desequilíbrios ou transitórios eletromagnéticos.

Fortalecendo esta premissa, de acordo com dados apresentados pelo Operador Nacional do Sistema no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (BRASIL, 2012) realizado em Goiânia/GO em maio de 2012, verifica-se que melhorias e desafios se revelam importantes para a busca da harmonia no processo de integração da energia eólica a matriz energética. Dentre alguns aspectos levantados ressaltam-se:

- Estabelecimento de critérios de dimensionamento da rede em casos de parques eólicos próximos ou compartilhando instalações de conexão, por vezes denominada por “capacidade de hospedagem”;
- Estabelecimento de faixas para o fator de potência no ponto de conexão, de acordo com a potência ativa gerada pelo parque, objetivando, sobretudo, o controle de tensão, particularmente em condições de baixa geração;
- Estudos sobre estratégias para a participação das fontes eólicas no controle de tensão do Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Determinação dos níveis de reserva de potência compatíveis com o nível de inserção regional de geração eólica;
- Elaboração de modelos computacionais para estudos dinâmicos e transitórios;
- Avaliações sobre a necessidade da criação de centros de despacho regionais para coordenar a operação e relacionamento de um conjunto destas fontes com o operador do sistema;
- Aprimoramentos dos requisitos de conexão para centrais eólicas, com destaque aos indicadores de qualidade da energia, nos termos previstos pela legislação.

1.2 O CONTEXTO DO TEMA DA REGULAÇÃO DA TENSÃO E MINIMIZAÇÃO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

De forma a atender aos critérios definidos pelos órgãos reguladores, diversas pesquisas e publicações têm sido realizadas com vistas à proposição de arranjos para a compensação de potência reativa e mitigação de distorções harmônicas no ponto de acoplamento de fontes alternativas de energia. Tais sistemas podem se basear no emprego dos conversores eletrônicos intrínsecos a estes aproveitamentos ou, alternativamente, utilizar dispositivos complementares àqueles existentes na composição dos aerogeradores. Nesse contexto, apresenta-se, na sequência, uma síntese de trabalhos que contemplam os tópicos aqui focados.

a) Visão geral sobre aspectos regulatórios

O aumento da participação de fontes eólicas nas matrizes energéticas de diversos países levou os operadores de sistemas de transmissão ao desenvolvimento de critérios específicos para a regulação do acesso destas gerações às redes elétricas. O estabelecimento de tais condições tem por objetivo determinar o comportamento de um parque eólico em diferentes condições de funcionamento, sendo que ele deve contribuir para o controle e estabilização de tensão e frequência, bem como não ocasionar alteração nos indicadores de qualidade da energia elétrica.

De uma forma geral, os principais requisitos para a conexão de unidades eólicas às redes elétricas encontram-se vinculados com os seguintes indicadores de desempenho:

- Operação em condições anormais de frequência e tensão;
- Controle de potência ativa e frequência no ponto de conexão;
- Controle de potência reativa no ponto de conexão;

- Atendimento aos limites para os indicadores de distorções harmônicas e flutuações de tensão;
- Suportabilidade a afundamentos de tensão (Capacidade *Low Voltage Ride Through*).

A Tabela 1.1 apresenta uma síntese comparativa dos diferentes critérios estabelecidos para a conexão de centrais de geração eólica a rede elétrica, levando em consideração os seguintes documentos:

- Procedimentos de Rede do Sistema de Transmissão, elaborados pelo ONS;
- Código de Rede do Operador de Transmissão E.ON Netz GmbH, aplicado na Alemanha (GMBH, 2006);
- Regulamento proposto pelo Energinet.dk, aplicado na Dinamarca (ENERGINET.DK, 2010).

A escolha de Dinamarca e Alemanha se baseia no fato de que diversos documentos no mundo foram embasados nas experiências destes dois países.

Tabela 1.1: Comparação entre diferentes documentos relacionados à conexão de unidades eólicas à rede elétrica

| Requisito operacional | | Código de rede | | |
|---|--|----------------|--------------------------|-------------------------|
| | | ONS, Brasil | E.ON Netz GmbH, Alemanha | Energinet.DK, Dinamarca |
| Participação no controle de frequência da rede elétrica | | Sim | Sim | Sim |
| Controle suplementar de frequência | | Não | Não | Sim |
| Operação em condições anormais de tensão e frequência | | Sim | Sim | Sim |
| Controle da potência ativa de saída | | Sim | Sim | Sim |
| Taxa de variação da potência ativa de saída | | Sim | Sim | Sim |
| Controle de potência reativa | Despacho fixo de potência reativa | Sim | Sim | Sim |
| | Operação com fator de potência constante | Não | Sim | Sim |
| | Regulação dinâmica de tensão | Não | Não | Sim |
| Estabelecimento de limites para as distorções harmônicas* | | Sim | Sim | Sim |
| Estabelecimento de limites para as flutuações de tensão* | | Sim | Sim | Sim |
| <i>Low Voltage Ride Through</i> | | Sim | Sim | Sim |
| Suporte à rede elétrica em condições de subtensão | | Não | Sim | Sim |

De forma geral, as legislações internacionais analisadas apresentam requisitos para a conexão e operação de parques eólicos, implicando que tais complexos devem promover ativamente um suporte à rede elétrica. Assim, além do fornecimento de potência ativa, as unidades de geração eólica devem, concomitantemente, oferecer serviços complementares, a exemplo do fornecimento de potência reativa, regulação de tensão e frequência e suporte à rede em condições transitórias e dinâmicas.

b) Estratégias de regulação de tensão aplicáveis a sistemas de geração eólica à velocidade fixa

Uma topologia clássica de geração eólica à velocidade fixa está esquematicamente apresentada na Figura 1.1 (ZHE; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). Nesta estrutura, a qual tem sido substituída por outras concepções construtivas de maior eficiência (LISERRE et al., 2011), uma primeira metodologia destinada ao processo de regulação do fluxo de potência reativa consistiu na utilização de bancos de capacitores conectados em paralelo ao aerogerador (WU et al., 2011). Tal concepção possuía a finalidade principal de adequar o consumo de energia reativa do gerador utilizado neste aproveitamento, a saber, uma máquina de indução em gaiola de esquilo, e não de promover uma regulação dinâmica da tensão no ponto de acoplamento (SLOOTWEG et al., 2001).

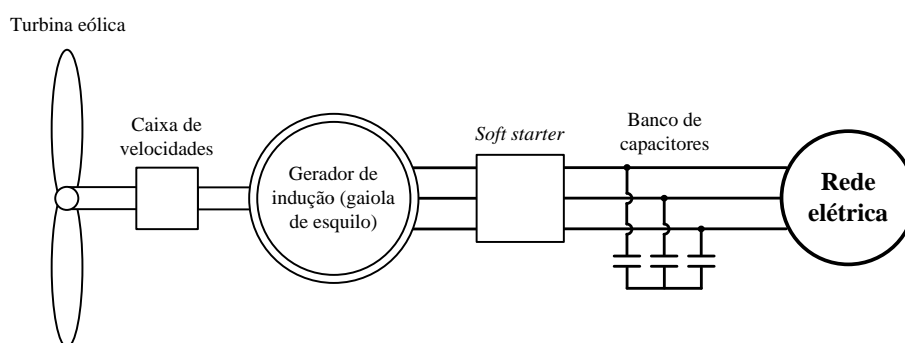


Figura 1.1: Diagrama básico de um sistema de geração à velocidade fixa

Outras estratégias empregadas nos complexos eólicos que utilizavam esta tecnologia de geração consistiam na utilização de dispositivos FACTS, tais como dispositivos SVC ou STATCOM conectados nos barramentos internos do parque eólico, conforme apresentado em (AMARIS; ALONSO, 2011).

c) Estratégias de regulação aplicáveis a sistemas de geração eólica à velocidade variável – Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

A estrutura construtiva apresentada na Figura 1.2 caracteriza um sistema de geração eólica conhecido por “*Doubly Fed Induction Generator*” ou Gerador de Indução Duplamente Alimentado (ZHE; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). Tendo em vista a existência de um conversor *back to back* nesta topologia de geração, o qual tem a função de suprimento do rotor do gerador de indução, diferentes estratégias (TREMBLAY; CHANDRA; LAGACE, 2006) (KAYIKCI; MILANOVIC, 2007) (CEZAR RABELO et al., 2009) (OLIVEIRA et al., 2008) (BREKKEN; MOHAN, 2007) têm sido desenvolvidas para o controle, as quais viabilizam mecanismos para a extração da máxima potência disponível no vento, a compensação de potência reativa em regime permanente e a melhoria da qualidade da tensão no ponto de acoplamento. De uma maneira geral, tais trabalhos descrevem diferentes metodologias para a operação independente ou coordenada de cada uma das unidades que compõe o referido conversor, as quais podem utilizar controladores clássicos ou adaptativos.

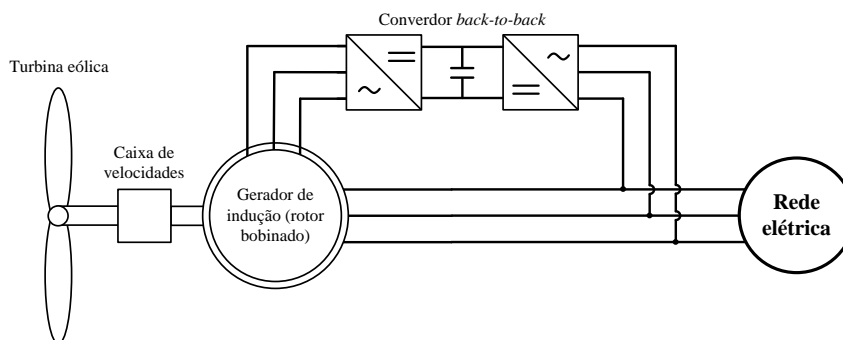


Figura 1.2: Diagrama básico de um DFIG

Não obstante esta condição operacional, outras publicações apresentam mecanismos para aperfeiçoar a operação do DFIG em condições de afundamentos de tensão no ponto de conexão do parque eólico. Nesse contexto, (ABBEY; JOOS, 2005) propõe a inserção de circuitos auxiliares à unidade geradora para evitar sobrecargas na máquina e no conversor *back to back*, bem como, para garantir que a tensão no elo de corrente contínua do conversor se limite a sua capacidade nominal. A referência (MORREN; DE HAAN, 2007) apresenta o chamado circuito *crowbar*, o qual se caracteriza por um conjunto de resistências que são conectadas no rotor do gerador de indução durante o período de subtensão na rede elétrica. Adicionalmente, outros princípios são descritos em (LIMA et al., 2009) (LIHUI et al., 2012) (MENDES et al., 2011) e não exigem alterações do *hardware* da unidade de conversão de energia eólica. Estas últimas propostas se apoiam no emprego de algoritmos de controle visando a garantia operacional da unidade sob condições atreladas com afundamentos de tensão.

d) Estratégias de regulação aplicáveis a sistemas de geração eólica à velocidade variável – Topologias a conversores plenos (*full converter*)

As Figuras 1.3 e 1.4 apresentam topologias típicas de sistemas eólicos constituídos por máquinas síncronas e conversores plenos, sendo que estes últimos componentes se destinam ao processamento de toda a energia produzida pelo gerador (BLAABJERG; LISERRE; KE, 2012).

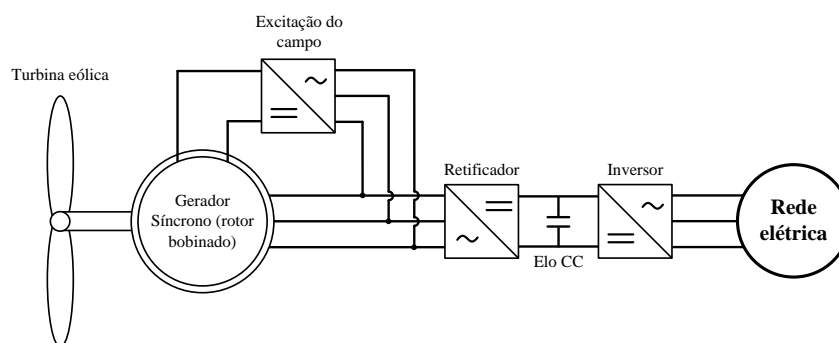


Figura 1.3: Diagrama básico de um sistema eólico com gerador síncrono bobinado

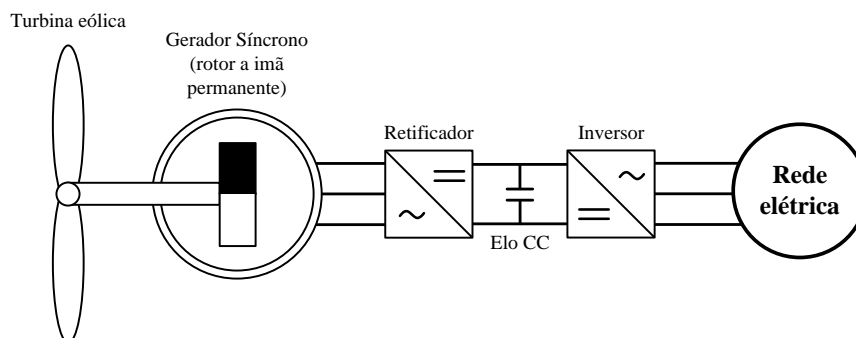


Figura 1.4: Diagrama básico de um sistema eólico com gerador síncrono a imã permanente

A utilização destes sistemas de geração eólica como compensador de potência reativa é abordado em (BEEKMANN et al., 2009) e (WACHTEL et al., 2008). Estas apresentam resultados qualitativos associados à adição, no sistema de conversão de energia eólica, destas características operacionais, sem, todavia, apresentar pormenores da estratégia de controle empregada.

Em (CHINCHILLA; ARNALTES; BURGOS, 2006), estabelece-se uma filosofia de controle para um conversor do tipo *back to back* com vistas à operação independente de cada unidade deste elemento: ao conversor do lado do gerador (CLG) é atribuída a responsabilidade da extração da máxima potência disponível no vento e o conversor do lado da rede (CLR) se destina à regulação do elo em tensão contínua do conversor. Este princípio implica que toda a energia proveniente do gerador possa ser injetada na rede elétrica, e ainda, permite o fornecimento de potência reativa à rede elétrica, a qual, conforme proposto no referido trabalho, se realiza de forma fixa e não varia em função do comportamento dinâmico da tensão no ponto de acoplamento. Além do mais, tal trabalho considera os limites operacionais para as unidades do conversor *back to back*, no que tange ao funcionamento em regime permanente e qualidade da energia, conforme apresentado em (CHINCHILLA et al., 2006). Este último trabalho destaca as influências que o nível de tensão do elo em corrente contínua e os filtros de acoplamento possuem no fornecimento de potência ativa e na produção de correntes harmônicas pelo conversor.

Adicionalmente, a referência (LI et al., 2011) avança no sentido de utilizar controladores adaptativos para o conversor *back to back* e descreve outra metodologia com vistas a evitar que a unidade inversora opere em sobrecarga e de forma não linear. No entanto, os estudos realizados em (CHINCHILLA; ARNALTES; BURGOS, 2006) e (LI et al., 2011) não abordam diretamente questões relacionadas ao comportamento da unidade geradora quando submetida a regimes de subtensão no ponto de acoplamento.

Nesse sentido, com vistas ao aperfeiçoamento da capacidade LVRT, os resultados descritos em (MUYEEN et al., 2010) avançam no sentido de propor uma estratégia de controle para um conversor *back to back* de 3 níveis aplicado aos sistemas a conversores plenos com máquinas síncronas. Esta filosofia define uma prioridade operacional para o CLG, em função do nível de tensão no ponto de acoplamento. Dessa maneira, objetivando o atendimento a requisitos específicos de conexão, o CLG extrai a máxima potência do vento durante condições normais de funcionamento da rede elétrica e, contrariamente, limita a potência disponibilizada pelo gerador durante a ocorrência de um afundamento de tensão no ponto de conexão do aerogerador. Ainda, este trabalho utiliza o CLR para promover a regulação de tensão isócrona no ponto de acoplamento da unidade de conversão.

Ainda neste contexto, a referência (HUA et al., 2011) propõe outra possibilidade de controle, a qual utiliza o CLG para regular o elo em corrente contínua do conversor e o CLR para o ajuste dos fluxos de potência ativa e reativa. Nesta proposta, vale destacar que a sincronização do CLG com as tensões produzidas pelo gerador síncrono se realiza pela utilização de um estimador de fluxo estatístico, o qual fornece a frequência angular da tensão nos terminais do gerador. Um dos fatores limitantes apresentados neste trabalho se refere às excursões que a tensão no elo de corrente contínua do conversor se submete, quando da ocorrência de afundamentos de tensão no ponto de conexão.

Em relação a operação com carga isolada, a utilização de um sistema eólico dotado de máquina síncrona e de um conversor pleno constituído por um retificador não controlado, um conversor CC/CC e um inversor são apresentadas em (HAQUE; NEGNEVITSKY; MUTTAQI, 2010) e (SALEH; AHSHAN, 2012). Nestes trabalhos, a metodologia de controle do conversor se direciona para a regulação de tensão e frequência nos terminais da unidade geradora. Outros trabalhos (NIAN; ZENG, 2011) e (VAN-TUNG; HONG-HEE, 2011) abordam também a temática da operação de unidades de conversão de energia eólica em regimes de carga isolada.

De modo particular, o trabalho desenvolvido em (KIM; KIM; KO, 2010) apresenta uma análise computacional de uma metodologia para regular a tensão no ponto de acoplamento via um despacho otimizado de potência reativa para um parque eólico, muito embora a estratégia de controle empregada no conversor de conexão da unidade de geração à rede elétrica apresente um elevado número de controladores e não considere fatores operacionais associados à qualidade da energia.

e) Estratégias para mitigação harmônica nos pontos de conexão de parques eólicos

Dentre as soluções cabíveis para mitigação dos impactos sob os indicadores de distorções harmônicas das redes elétricas, reconhece-se o emprego dos seguintes princípios: filtros passivos, filtros ativos, aumento do número de pulsos dos conversores para a conexão à rede elétrica e, por fim, técnicas de controle dos chaveamentos da estrutura do inversor PWM visando a mitigação de uma ou um conjunto de componentes harmônicas específicas.

Em (TENTZERAKIS; PAPATHANASSIOU, 2007), a estratégia do emprego de filtros passivos se apresenta como uma solução viável para a compatibilização dos indicadores de distorção harmônica aos requisitos postos.

Não obstante a isto, vale lembrar que tais equipamentos se apresentam em escalas de valores que representam impactos significativos nos custos de implantação e operação do complexo.

Alternativamente, o emprego de filtros ativos também reflete uma solução promissora, como reportado em (SHARAF; WANG; ALTAS, 2010). Muito embora as grandes vantagens atreladas com esta forma de compensação, deve-se ressaltar que o uso destes equipamentos, na atualidade, ainda implica em investimentos financeiros significativos e outros aspectos, a exemplo do emprego de equipamentos de tecnologia agregada ainda não tão difusa no setor elétrico.

Quanto ao aumento do número de pulsos, ou, alternativamente, o emprego de conversores de vários níveis, o assunto encontra-se discutido em (KOURO et al., 2010). Mais uma vez, seus atributos são conhecidos, assim como também os pontos que tornam o processo em pauta tão aplicáveis ao tema em foco, qual seja, unidades geradoras eólicas.

Por fim, uma proposta já utilizada em outras situações e que se mostra factível para os fins aqui almejados, fundamenta-se no controle dos pulsos de disparo dos inversores visando promover formas de onda de tensões cujos conteúdos harmônicos podem ser pré-estabelecidos. Nesta linha de procedimento, trabalhos desenvolvidos em (NAPOLES et al., 2010) exploraram e evidenciam a eficácia do mecanismo de chaveamento PWM com seleção de harmônicos. Dentro deste mesmo cenário, em (BLAABJERG et al., 2006), uma metodologia é proposta utilizando a teoria do controle vetorial e controladores do tipo Proporcional-Integral (PI) para a construção de malhas de controle complementares e destinadas à eliminação de componentes harmônicas. Ainda, em (CANTARELLAS et al., 2013) e (LISERRE; TEODORESCU; BLAABJERG, 2006) são reportados controladores do tipo Proporcional-Ressonante (PR) para a mitigação de correntes harmônicas provenientes de unidades inversoras. Avançando nesta direção, (ESCOBAR et al., 2005), (SHA;

WU; LIAO, 2011) e (LOH et al., 2011) ressaltam o uso dos denominados “Controladores Repetitivos” que permitem, a partir de uma única malha de controle, a mitigação, simultânea, de diversas ordens harmônicas.

Outro aspecto importante investigado e atinente ao tema em pauta refere-se a interação dos aerogeradores e as distorções preexistentes nos pontos de conexão. Neste campo, diversos trabalhos, a exemplo de (CESPEDES; JIAN, 2014) e (FEI et al., 2011), abordam estas questões e propõem metodologias e modelos para a determinação de uma impedância harmônica equivalente para o conjunto inversor e filtro LCL e mecanismos de mitigação a serem adotados pelas malhas de controle das unidades inversoras.

f) Área de concentração desta tese de doutorado

Diante do exposto, reconhece-se que, não obstante a existência de diversos trabalhos na literatura contemplando estratégias de controle para as unidades de conversão de energia eólica a conversores plenos, poucas referências bibliográficas foram encontradas quanto ao estabelecimento de filosofias que permitam que o parque eólico promova a regulação dinâmica da tensão no ponto de acoplamento, de forma simultânea à minimização da injeção de correntes harmônicas na rede elétrica. É pois este o cerne da pesquisa que norteou o presente trabalho, o qual se encontra centrado nos pontos focais detalhados a seguir.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE DE DOUTORADO

A presente tese de doutorado se encontra direcionada para o desenvolvimento, modelagem e avaliação computacional de uma filosofia operativa para os aerogeradores, visando dois aspectos fundamentais. Um primeiro direcionado ao estabelecimento de meios para viabilizar, como tradicionalmente é feito, a otimização do processo de transferência das potências ativas, agregada com uma função complementar associada com o controle da

potência reativa entregue ou absorvida no ponto de conexão, objetivando contribuir ao processo da regulação da tensão. De forma complementar e concomitante, o trabalho também contempla o desenvolvimento de uma estratégia para a mitigação das correntes harmônicas produzidas e injetadas pelas centrais eólicas junto às suas respectivas redes de conexão.

Assim procedendo, as investigações aqui conduzidas se revestem em contribuições que conduzam a operação das unidades eólicas como forma efetiva para o controle da tensão do barramento de conexão, oferecendo, assim, serviços ancilares à rede elétrica. E ainda, num igual grau de importância, a pesquisa contempla meios para a mitigação da geração de correntes harmônicas produzidas pelas mencionadas instalações, objetivando, sobretudo, o atendimento às condições impostas pelos agentes reguladores quanto aos impactos harmônicos sobre as redes de conexão.

À luz destes fatos, a presente tese se apresenta com os seguintes pontos focais:

- Definição de uma estratégia de controle para os parques eólicos à geração síncrona objetivando a participação destes no processo da regulação de tensão e avaliação de desempenho computacional da eficácia da estratégia;
- Estabelecimento de uma estratégia de controle operacional visando a minimização das correntes harmônicas produzidas pelo complexo e respectivos estudos computacionais visando ilustrar a eficácia do método.

1.4 ESTRUTURA DA TESE

Em consonância com o exposto, além do presente capítulo introdutório, esta tese se encontra estruturada por meio das seguintes unidades:

Capítulo II MODELAGEM DA UNIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA À MÁQUINA SÍNCRONA

Esta unidade se destina ao estabelecimento dos fundamentos matemáticos que descrevem o comportamento de uma unidade de geração eólica equipada com máquina síncrona e conversor pleno, com destaque para as unidades de potência e controle da operação.

Capítulo III IMPLEMENTAÇÃO DA UNIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA NO SIMULADOR ATP

Uma vez apresentados os modelos dos diversos componentes que perfazem o sistema de geração em pauta, esta seção se direciona para o estabelecimento de uma estratégia destinada à implementação computacional, na plataforma ATP, da unidade básica de geração à conversor pleno, com seus respectivos mecanismos de controle.

Capítulo IV ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO PARA OS AEROGERADORES VISANDO A REGULAÇÃO DE TENSÃO

Esta unidade se destina ao estabelecimento de uma proposta para o controle operativo de forma a gerenciar as transferências das potências ativa e reativas e, por consequência, proporcionar que tais gerações participem do processo de regulação da tensão no ponto de acoplamento. Simulações computacionais e estudos de desempenho no domínio do tempo são também realizados visando evidenciar a eficácia da estratégia.

Capítulo V ESTRATÉGIA PARA A MINIMIZAÇÃO DA GERAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Este capítulo tem por foco o estabelecimento de uma metodologia para a mitigação das distorções harmônicas produzidas pelos conversores utilizados para a conexão dos aerogeradores às redes elétricas. Uma vez apresentados os fundamentos para o processo de controle das distorções harmônicas, procede-se a sua respectiva implementação na plataforma ATP e a realização de estudos de desempenho.

Capítulo VI CONCLUSÕES

Por fim, nesta unidade conclusiva, são sintetizados os principais aspectos relacionados com as propostas desenvolvidas, suas implementações computacionais, resultados dos estudos de desempenho e validação da eficácia dos processos nos termos propostos pela pesquisa.

Capítulo II

MODELAGEM DA UNIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA À MÁQUINA SÍNCRONA

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Posto que os trabalhos apresentados nesta tese se direcionam aos sistemas eólicos constituídos por conversores plenos, os quais são dotados de geradores síncronos, o presente capítulo tem por objetivo principal a caracterização física e a fundamentação matemática que viabilize a modelagem, no domínio do tempo, de tais sistemas de geração de energia.

A fim de que tal meta seja alcançada e proporcionando uma sequência didática para os procedimentos e sua compreensão, os trabalhos realizados no decorrer desta unidade compreendem:

- Apresentação dos modelos matemáticos relativos ao conjunto vento, turbina eólica e gerador síncrono trifásico;
- Estabelecimento da topologia e dos fundamentos matemáticos relativos ao conversor para a conexão do complexo à rede.
- Definição das bases para o controle operacional da unidade de geração.

2.2. MODELAGEM DA UNIDADE DE GERAÇÃO

Na sequência são sintetizados os modelos relacionados com as três principais partes componentes da unidade de geração, a saber: o vento, a turbina eólica e, por fim, o gerador síncrono.

2.2.1. VENTO E TURBINA

A potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica, em sintonia com procedimentos clássicos, é expressa por (2.1), (2.2) e (2.3) (ZHE; GUERRERO; BLAABJERG, 2009):

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A v_{vento}^3 \quad (2.1)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (2.2)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (2.3)$$

onde: ρ – densidade do ar (kg/m^3); C_p – coeficiente de potência; A – área varrida pelas turbinas eólicas (m^2); v_{vento} – velocidade do vento (m/s).

O coeficiente C_p expressa a relação entre a potência disponível no vento e aquela extraída pela turbina eólica, sendo dependente do ângulo de passo das pás da turbina (β) e do coeficiente adimensional λ denominado “razão da velocidade da pá”. Esta última grandeza correlaciona a velocidade da ponta da pá da turbina ($\omega_{turbina}$) com a velocidade do vento, e é expressa por (2.4), sendo R o raio da turbina.

$$\lambda = \frac{\omega_{turbina} R}{v_{vento}} \quad (2.4)$$

Considerando que a potência disponibilizada pela turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, o conhecimento das características desta grandeza é de fundamental importância na operação do aerogerador. Nesse contexto, o vento é modelado por procedimentos clássicos encontrados na literatura (ANDERSON, P. M.; BOSE, 1983) e é composto pela soma de quatro componentes, as quais estão expressos em (2.5).

$$v_{vento} = v_{base} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído} \quad (2.5)$$

onde: v_{base} – componente base do vento; v_{rajada} – componente de rajada; v_{rampa} – componente de rampa; $v_{ruído}$ – ruído no vento.

Outro aspecto meritório de destaque se refere ao controlador do ângulo de passo da turbina, o qual é acionado quando a velocidade do vento atinge valores superiores às condições de funcionamento nominal. Nestes casos, com o objetivo de limitar a potência disponibilizada ao gerador elétrico, realiza-se a variação do ângulo de passo da turbina de acordo com a malha de controle apresentada na Figura 2.1 (CARVALHO, 2006). Nesse contexto, ressalta-se que a atuação do servomecanismo é representado por meio de uma constante de tempo (τ_s).

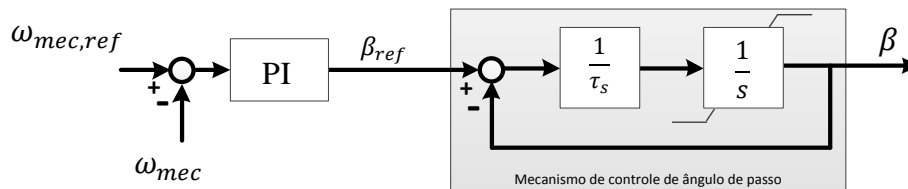


Figura 2.1: Malha de controle do ângulo de passo da turbina

2.2.2. GERADOR SÍNCRONO TRIFÁSICO

No que concerne a representação do gerador elétrico, a opção aqui feita recaiu sobre o modelo geral baseado nos fluxos magnéticos concatenados da máquina síncrona, empregando técnicas de modelagem no domínio do tempo (ANDERSON, P.M. et al., 2003). As equações algébricas e diferenciais relativas

ao modelo viabilizam a reprodução de fenômenos de regime permanente, dinâmico e transitório, nos termos requeridos pelos objetivos aqui postos. Nesse contexto, as relações entre tensões, fluxos magnéticos e correntes do gerador são dadas em (2.6) e (2.7), considerando que a máquina se encontra representada no sistema $dq0$. Deve-se destacar que o Anexo I do presente documento apresenta uma metodologia para obtenção dos parâmetros da máquina síncrona necessários às simulações computacionais.

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_d \\ V_q \\ -V_{ff} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = -[R] \cdot \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \\ i_{ff} \\ i_{dd} \\ i_{qq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\lambda}_0 \\ \dot{\lambda}_d \\ \dot{\lambda}_q \\ \dot{\lambda}_{ff} \\ \dot{\lambda}_{dd} \\ \dot{\lambda}_{qq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ \omega\lambda_q \\ -\omega\lambda_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -3V_n \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$\begin{bmatrix} \lambda_0 \\ \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_{ff} \\ \lambda_{dd} \\ \lambda_{qq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_{ff} & kM_{dd} & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_{qq} \\ 0 & kM_{ff} & 0 & L_{ff} & M_R & 0 \\ 0 & kM_{dd} & 0 & M_R & L_{dd} & 0 \\ 0 & 0 & kM_{qq} & 0 & 0 & L_{qq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \\ i_{ff} \\ i_{dd} \\ i_{qq} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

onde:

- $V_0, V_d, V_q, V_{ff}, V_n$ são, respectivamente, as tensões de eixo zero do estator, eixo direto do estator, eixo em quadratura do estator, enrolamento de campo e tensão de neutro;
- $i_0, i_d, i_q, i_{ff}, i_{dd}, i_{qq}$ são, respectivamente, as correntes de eixo zero do estator, eixo direto do estator, eixo em quadratura do estator, enrolamento de campo, enrolamento de amortecedor de eixo direto, enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;
- $[R]$ é a matriz diagonal das resistências de eixo zero do estator, eixo direto do estator, eixo em quadratura do estator, enrolamento de campo, enrolamento amortecedor de eixo direto, enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;

- $\dot{\lambda}_0, \dot{\lambda}_d, \dot{\lambda}_q, \dot{\lambda}_{ff}, \dot{\lambda}_{dd}, \dot{\lambda}_{qq}$ são as derivadas, em relação ao tempo, dos fluxos de eixo zero do estator, eixo direto do estator, eixo em quadratura do estator, excitação, enrolamento amortecedor de eixo direto, enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;
- $\lambda_0, \lambda_d, \lambda_q, \lambda_{ff}, \lambda_{dd}, \lambda_{qq}$ são os fluxos de eixo zero do estator, eixo direto do estator, eixo em quadratura do estator, excitação, enrolamento amortecedor de eixo direto, enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;
- ω é a velocidade angular elétrica;
- $L_0, L_d, L_q, L_{ff}, L_{dd}, L_{qq}$ são, respectivamente, a indutância de eixo zero do estator, de eixo direto do estator, de eixo em quadratura do estator, enrolamento de campo, amortecedor de eixo direto e amortecedor de eixo em quadratura;
- $kM_{ff}, kM_{dd}, kM_{qq}, M_R$ são, respectivamente, as indutâncias mútuas entre o enrolamento de campo e o eixo direto do estator, entre o enrolamento de armadura de eixo direto e o eixo direto do estator, entre o enrolamento de armadura de eixo em quadratura e o eixo em quadratura do estator e entre o enrolamento de armadura de eixo direto e o enrolamento de campo.

Por outro lado, o conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador (T_{ele}) é definido em (2.8).

$$T_{ele} = \frac{3n_p}{4} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (2.8)$$

onde: n_p – número de pólos do gerador.

Adicionalmente, a equação (2.9) relaciona o conjugado mecânico disponibilizado pela turbina eólica (T_{mec}), o conjugado eletromagnético, a velocidade da turbina ($\omega_{turbina}$) e o momento de inércia (J) do conjunto turbina-gerador.

$$T_{mec} - T_{ele} = J \frac{d\omega_{turbina}}{dt} \quad (2.9)$$

2.3. CONVERSOR DE CONEXÃO

No que tange a este componente, como já estabelecido, existem várias opções exploradas na literatura e disponíveis no mercado. Em se tratando de complexos à geração síncrona, com rotor bobinado, a configuração física comumente empregada compreende aquela apontada em (BLAABJERG; LISERRE; KE, 2012) (LISERRE et al., 2011) (EMANUEL et al., 2009) e apresentada na Figura 2.2. Observa-se que o conversor do lado do gerador é constituído por uma ponte retificadora trifásica não controlada e conversores CC/CC do tipo *boost* em cascata. Associado à unidade de retificação, encontra-se um conversor CC/CC do tipo *buck*, o qual supre a corrente do enrolamento de campo do gerador síncrono bobinado. O conversor do lado da rede se caracteriza por um inversor de dois níveis do tipo fonte de tensão (*VSI – Voltage Source Inverter*), o qual está conectado à rede elétrica via um filtro do tipo LCL (Indutivo-Capacitivo-Indutivo).

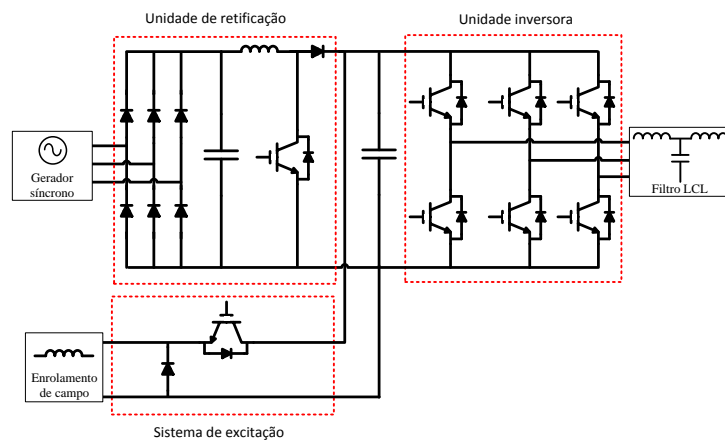


Figura 2.2: Topologia do conversor utilizado

As distintas partes supra mencionadas e que compõem a estrutura do conversor de acoplamento são tratadas em detalhes na sequência.

2.3.1. UNIDADE DE RETIFICAÇÃO

O retificador e conversor *boost* determinam a primeira etapa de integração do aerogerador à rede elétrica, a qual se configura pela transformação de um conjunto de tensões de frequência e amplitude variáveis em uma grandeza contínua. Nesse contexto, a estratégia de controle destinada a este elemento do sistema de geração visa o rastreamento do ponto de máxima potência disponível no vento, a fim de que, em regime permanente, a energia existente na fonte primária seja transferida para a rede elétrica.

Nesse sentido, a Figura 2.3 apresenta o mecanismo de controle destinado ao conversor *boost*. Pode-se verificar que um sinal de erro ($erro_1$) provém da comparação entre o valor de referência ($I_{cc,ref}$) e medido ($I_{cc,med}$) para a corrente existente no indutor de entrada deste conversor. Tal sinal de erro alimenta o controlador PI, o qual define um novo regime de chaveamento por meio de alterações no índice de modulação (M_{boost}). A condição de funcionamento apresentada possibilita a otimização da razão de velocidade da pá da turbina eólica, uma vez que as alterações na corrente circulante entre a máquina síncrona e retificador impactam no conjugado eletromagnético desenvolvido pela máquina.

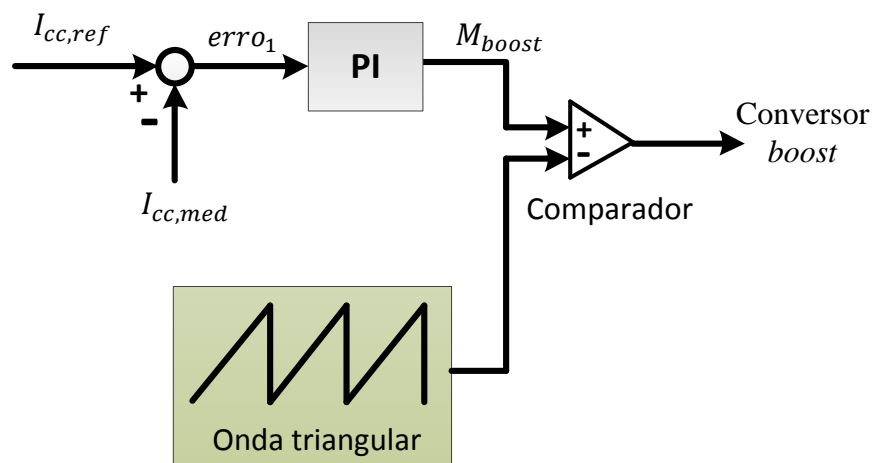


Figura 2.3: Estrutura de controle para o conversor boost

No que concerne à definição dos valores de referência para a corrente no indutor do conversor, a Figura 2.4 apresenta a estrutura global destinada a esta função. Nesta, pode-se identificar a existência de dois regimes operacionais, os quais são dependentes da tensão no ponto de acoplamento do aerogerador (V_{pac}) e da tensão de entrada do inversor (V_{cc}), como a seguir:

- MPPT: esta situação operacional se destina à operação em regime permanente do sistema e utiliza um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência disponível no vento;
- Potência reduzida: condições para operação da unidade aerogeradora em regimes de subtensão no PAC ou sobretensões no barramento em tensão contínua de entrada do inversor.

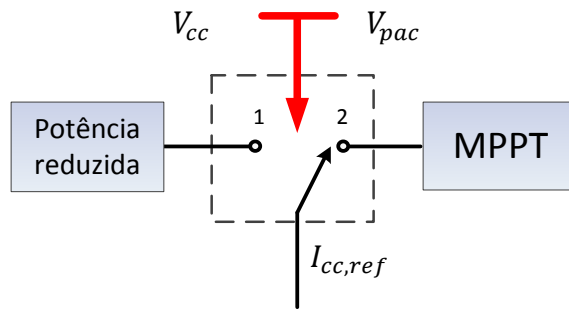


Figura 2.4: Lógica operacional para a definição de referências para o conversor boost

Para a definição das referências de corrente via MPPT, a técnica conhecida por “*Optimal Torque Control*” (OTC) (ABDULLAH et al., 2012) foi a opção utilizada. O cálculo realizado pelo algoritmo OTC pressupõe que a turbina opere sempre no ponto ideal para captação de energia, o qual se caracteriza por valores otimizados para o coeficiente de potência ($C_{p,otimo}$) e para a razão de velocidade da pá (λ_{otimo}). Dessa maneira, tendo em vista tais requisitos e considerando as definições apresentadas pelas equações (2.1) e (2.4), pode-se definir que o conjugado eletromagnético ótimo ($T_{ele,otimo}$) a ser desenvolvido pelo gerador é aquele dado por (2.10).

$$T_{ele,otimo} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,otimo}}{\lambda_{otimo}} \omega_{turbina}^2 = K_{otimo} \omega_{turbina}^2 \quad (2.10)$$

Uma vez conhecido $T_{ele,otimo}$, a corrente de referência ($I_{cc,ref}$) pode ser determinada por (2.11).

$$I_{cc,ref} = \frac{2T_{ele,otimo}}{3n_p \lambda_{d,est}} = \frac{2T_{ele,otimo}}{3n_p k M_{ff} i_{ff}} \quad (2.11)$$

onde: $\lambda_{d,est}$ – fluxo de eixo direto estimado.

Por outro lado, no que se refere aos regimes de subtensão na rede elétrica ou sobretensões no barramento de tensão contínua de entrada para o inversor, a presente estratégia de controle realiza uma redução no valor da energia extraída do vento. Tal condição operacional objetiva que o aerogerador não contribua para um possível curto-circuito na rede elétrica, bem como não submeta os capacitores do elo CC a tensões elevadas.

Por fim, o diagrama de blocos apresentado em Figura 2.5 sintetiza a lógica para a geração de referências de corrente no indutor do conversor *boost*. Deve-se destacar a existência de um mecanismo para limitar a taxa de variação da potência ativa injetada na rede elétrica, representada por uma constante de tempo τ_P , para evitar desequilíbrios na relação carga/geração e flutuações de tensão.

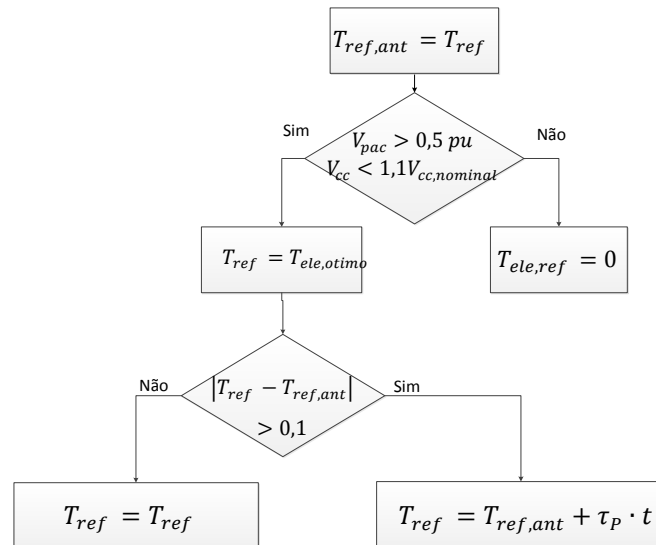


Figura 2.5: Lógica para definição das referências para a potência ativa.

Tendo em vista a estrutura de controle para os conversores *boost* apresentada anteriormente, desenvolve-se, na sequência, a representação matemática do sistema com vistas à caracterização dos parâmetros do controlador PI. Dessa maneira, a equação (2.12) apresenta a função de transferência que relaciona a corrente média no indutor (I_{cc}) com o índice de modulação do conversor *boost*.

$$\frac{I_{cc}}{M_{boost}} = \frac{V_{cc}}{L_{bs}S} \quad (2.12)$$

onde: L_{bs} é a indutância de entrada do conversor; V_{cc} é a tensão na saída do conversor *boost*.

Assim, o modelo matemático da malha de controle destinada à regulação das correntes no estator do gerador síncrono está apresentado na Figura 2.6. Tal diagrama pode ser utilizado para a determinação das grandezas k_1 e T_1 do controlador PI utilizado neste sistema. O sistema de medição é representado através de um atraso de primeira ordem no ramo de realimentação.

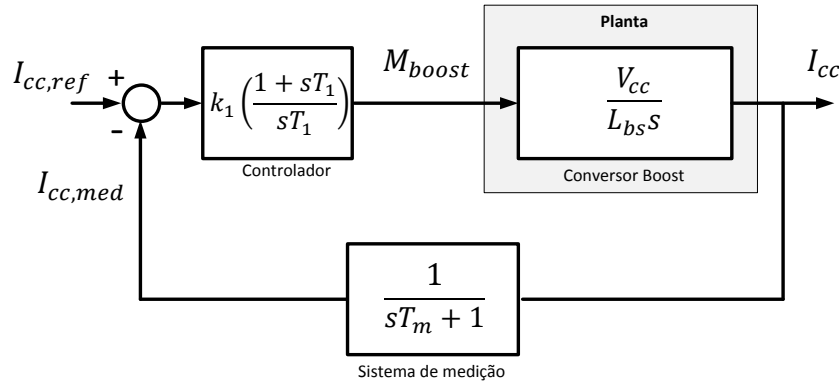


Figura 2.6: Modelo matemático para de controle do conversor boost

A escolha dos parâmetros deste controlador PI é realizada através da metodologia apresentada em (SALEH; AHSHAN, 2012) e definida em (2.13) e (2.14).

$$T_1 = \frac{\tan(\vartheta)}{2\pi f_b} \quad (2.13)$$

$$k_1 = \frac{2\pi f_b}{A_{OL}} \quad (2.14)$$

onde: f_b é a largura de banda para o controlador; ϑ é a margem de fase para o controlador; A_{OL} é o ganho em malha aberta.

2.3.2. SISTEMA DE EXCITAÇÃO

Conforme ressaltado, um conversor do tipo *buck* é utilizado para fins do suprimento da corrente de excitação do gerador. A escolha deste tipo de conversor se baseia na necessidade de reduzir os níveis de tensão existentes no elo de corrente contínua do sistema, viabilizando o suprimento do enrolamento de campo do gerador. Nesse sentido, a Figura 2.7 apresenta a estrutura da estratégia de controle implementada.

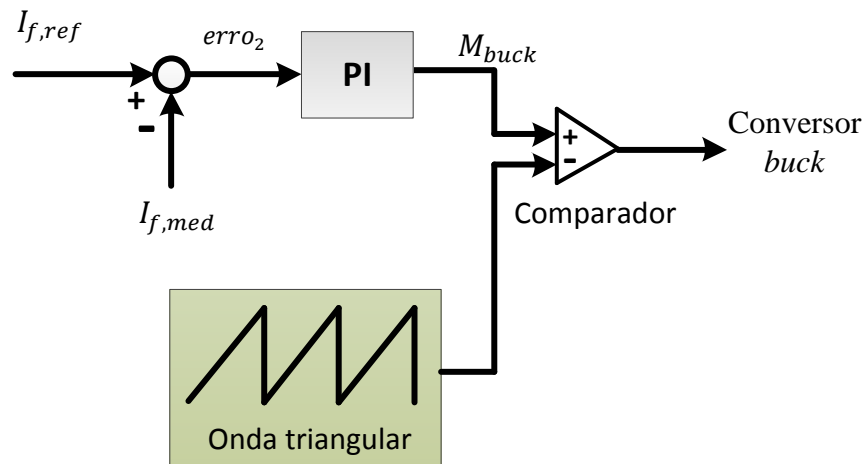


Figura 2.7: Estrutura básica de controle do sistema de excitação

O diagrama de blocos evidencia que, ao se verificar um erro entre a corrente de excitação da máquina síncrona ($I_{f,med}$) e seu respectivo valor de referência ($I_{f,ref}$), o controlador PI define uma nova condição para o índice de modulação do conversor *buck* (M_{buck}), com vistas à obtenção de um novo regime de chaveamento. Por consequência, as tensões produzidas nos terminais de saída da

máquina tendem a variar sua amplitude, fato este que possibilita uma alteração no fluxo de potência entre o gerador e o elo em corrente contínua.

Um aspecto relevante está no mecanismo para a definição dos valores de referência para a corrente de excitação, o qual utiliza a velocidade mecânica da turbina como variável de entrada, conforme apresentado na Figura 2.8. Este mostra que, à medida que a velocidade mecânica da turbina é aumentada, fato este associado a maiores amplitudes do vento incidente, promove-se um aumento da corrente de excitação. Os valores para a velocidade mecânica mínima (ω_{min}) e máxima (ω_{max}) estão associados, respectivamente, aos ventos de *cut-in* e nominal da turbina.

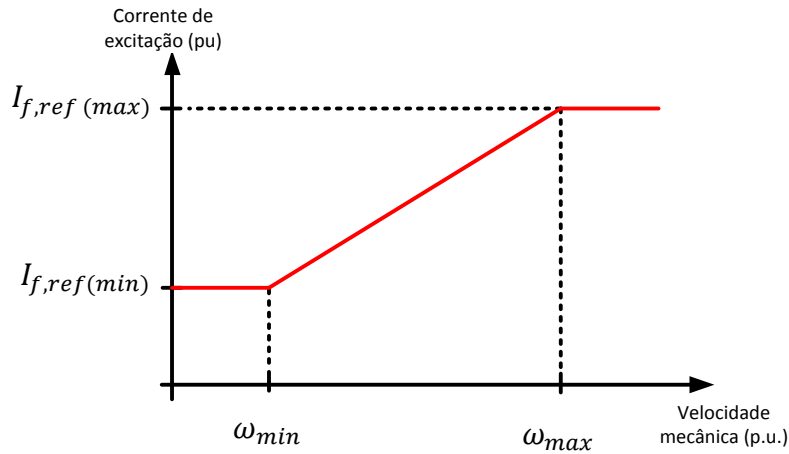


Figura 2.8: Definição de referências para a corrente de excitação

Uma vez apresentada a malha de controle para a corrente de excitação do gerador, procede-se, a seguir, à modelagem matemática do sistema de controle tendo em vista a definição dos ganhos do controlador. A equação (2.15) apresenta a função de transferência que relaciona o índice de modulação do conversor *buck* com a tensão média de saída do conversor (V_0).

$$\frac{V_0}{M_{buck}} = \frac{V_{cc}}{L_b C_b s^2 + \frac{L_b}{R_b} s + 1} \quad (2.15)$$

onde: L_b e R_b são, respectivamente, a indutância e a resistência na saída do conversor; C_b é a capacitância de um filtro de saída; V_{cc} é a tensão no elo em corrente contínua.

Assim, uma vez obtida a tensão de excitação (V_0) a ser aplicada no enrolamento de campo, torna-se necessária a definição do comportamento do gerador síncrono em função das alterações desta grandeza. Nesse sentido, a máquina síncrona, conforme apresentado em (2.16), é representada por um modelo linear, o qual considera sua dinâmica a vazio (MOTA; GOLDEMBERG, 2010). Por consequência, o enrolamento de campo pode ser caracterizado como um arranjo RL linear, sendo que seus parâmetros permanecem constantes e não incluem os efeitos de saturação da máquina.

$$\frac{I_f}{V_0} = \frac{k_f}{sT'_{d0} + 1} \quad (2.16)$$

onde: I_f é a corrente de excitação; k_f é o ganho associado à representação do gerador; T'_{d0} é a constante de tempo transitória de eixo direto a vazio.

Além do mais, o efeito do enrolamento amortecedor pode ser incluído, de forma simplificada, como um atraso de primeira ordem, conforme definido em (2.17), o qual simula as constantes de tempo existentes entre a imposição da corrente de excitação e as mudanças na tensão terminal do gerador (MOTA; GOLDEMBERG, 2010).

$$\frac{V_t}{I_f} = \frac{k_{am}}{sT_{am} + 1} \quad (2.17)$$

onde: k_{am} é o ganho associado ao enrolamento de campo; T_{am} é a constante de tempo do enrolamento amortecedor; V_t é a tensão nos terminais de saída.

Tendo em vista as formulações apresentadas anteriormente, define-se o modelo matemático da malha de controle destinada à regulação da corrente de excitação do gerador síncrono, conforme apresentado pelo diagrama de blocos na

Figura 2.9. Tal diagrama pode ser utilizado para a determinação das grandezas k_2 e T_2 do controlador PI utilizado neste sistema. Ressalta-se que o sistema de medição é representado via um atraso de primeira ordem no ramo de realimentação.

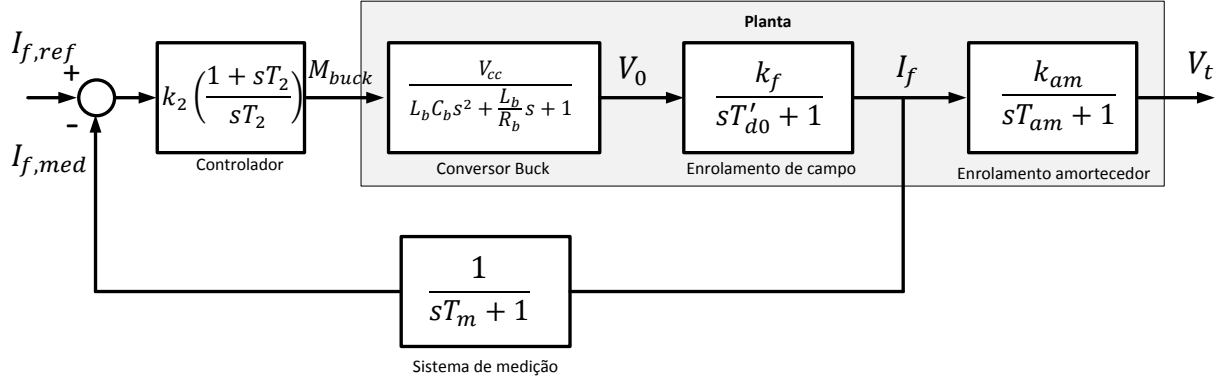


Figura 2.9: Malha de controle para corrente de excitação

Os parâmetros deste controlador PI, sintetizados em (2.18) e (2.19), são obtidos por meio do método de alocação de polos (BAZANELLA, 2014), à luz das seguintes premissas:

- a constante de tempo do controlador (T_2) é escolhida de modo a cancelar o polo dominante do sistema, o qual se caracteriza pelo tempo de resposta do enrolamento de campo;
- No que se refere ao ganho k_2 , este é determinado de tal maneira que a resposta do sistema ao degrau unitário seja criticamente amortecida.

$$T_2 = T'_{d0} \quad (2.18)$$

$$k_2 = \frac{T_1}{4 \frac{L_b}{R_b} V_{cc} k_f} \quad (2.19)$$

2.3.3. INVERSOR E FILTRO

O inversor de frequência constitui-se no dispositivo final de acoplamento da unidade eólica à rede elétrica, sendo seu controle configurado com vistas a atender os requisitos de operação. Este dispositivo emprega uma estrutura conhecida por conversor do tipo fonte de tensão de dois níveis, associado a filtros de saída do tipo LCL, conforme o diagrama esquemático apresentado na Figura 2.10 (ALZOLA et al., 2013).

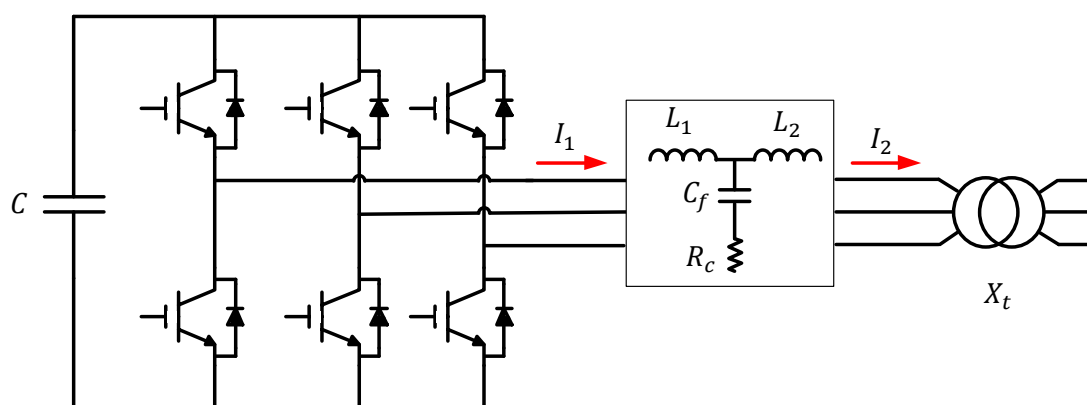


Figura 2.10: Estrutura do CLR

O sistema de filtragem empregado consiste, basicamente, de uma associação de dois conjuntos de indutores e um capacitor em paralelo. Este conjunto tem por funções básicas garantir, na frequência fundamental, um comportamento indutivo na saída do inversor, e ainda, a atenuação das componentes harmônicas de alta frequência produzidas pelo PWM. Destaca-se que o filtro em pauta possui seus parâmetros definidos com base na metodologia apresentada em (LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2005).

Posto que um conversor do tipo fonte de tensão é empregado no sistema, o ajuste do fluxo de potência entre a unidade aerogeradora e rede elétrica é realizado via o controle da corrente produzida pelo inversor. Este último objetivo é atingido ao se atuar sobre a amplitude e ângulo de fase das tensões trifásicas sintetizadas nos terminais de saída deste equipamento. Nesse contexto, a Figura 2.11 apresenta a topologia básica da estratégia de controle empregada.

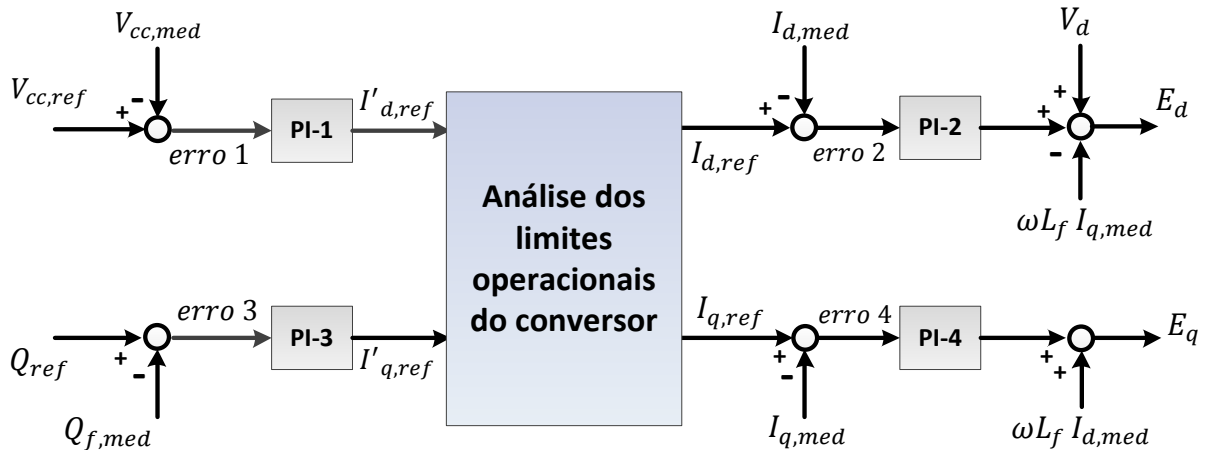


Figura 2.11: Estrutura básica da estratégia de controle do CLR

Conforme pode ser constatado, uma vez definido o valor de referência para a tensão do elo de corrente contínua ($V_{cc,ref}$), este sinal é comparado com a respectiva grandeza medida ($V_{cc,med}$). O erro proveniente de tal correlação alimenta o controlador PI-1, o qual fornece a referência inicial ($I'_{d,ref}$) para a corrente de eixo direto a ser produzida pela unidade inversora. Concomitantemente, um processo semelhante ocorre para a malha referente à potência reativa, sendo este caracterizado pela comparação entre valores de referência (Q_{ref}) e medido ($Q_{f,med}$) e, por consequência, a produção de um sinal de referência inicial para a corrente de eixo em quadratura ($I'_{q,ref}$) a partir do sinal de erro oriundo desta avaliação.

Levando em consideração que as referências $I'_{d,ref}$ e $I'_{q,ref}$ correspondem às correntes a serem produzidas e injetadas na rede elétrica, surge a necessidade de verificar se tais valores não implicam em violações do limite operacional da unidade inversora. Dessa maneira, tais referências são submetidas ao bloco identificado na Figura 2.11, denominado por “Análise dos limites operacionais do conversor”, o qual visa:

- identificar se as referências determinadas pelos controladores PI-1 e PI-3 não ocasionam uma ultrapassagem nos valores nominais do inversor, em consonância com (2.20).

$$I'_{d,ref}{}^2 + I'_{q,ref}{}^2 \leq \left(\frac{\sqrt{2}S_{nominal}}{\sqrt{3}V_{nominal}} \right)^2 \quad (2.20)$$

Onde: $S_{nominal}$ e $V_{nominal}$ são, respectivamente, a potência e tensão nominal da unidade inversora.

- definir a prioridade operacional, caso as referências iniciais implicarem em uma operação acima dos limites nominais do conversor. Nesta situação, a estratégia proposta se caracteriza pela manutenção da referência para a corrente de eixo direto, garantindo que a tensão do elo de corrente contínua e o fornecimento de potência ativa se mantenham constantes, e, ao mesmo tempo, uma redução na corrente de eixo em quadratura. Tal situação está sintetizada no diagrama esquemático mostrado na Figura 2.12;

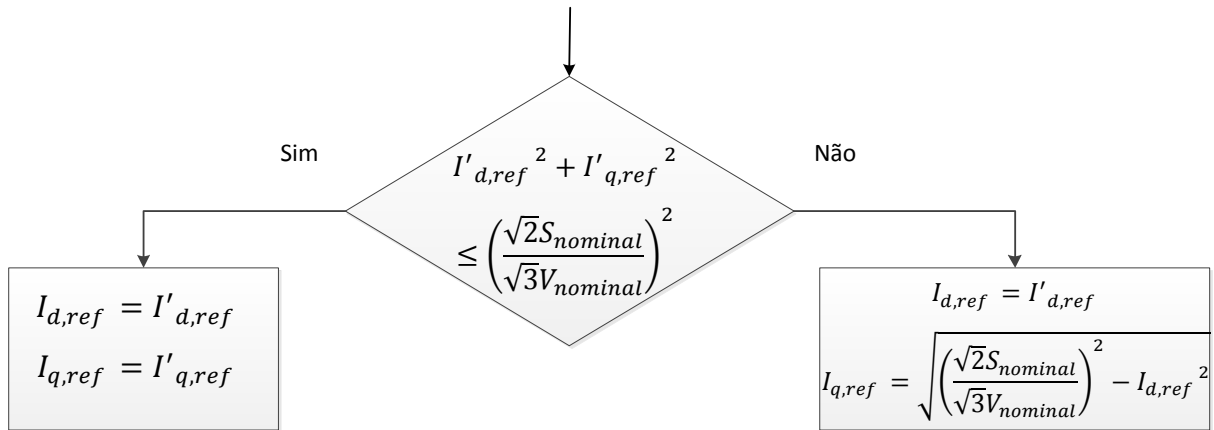


Figura 2.12: Ação do mecanismo de controle em casos de sobrecarga

- agregar uma malha *anti windup*, a qual se mostra necessária para que o comportamento de integração dos controladores PI-1 e PI-3 seja interrompido quando o conversor atingir as condições de saturação. A metodologia escolhida se baseia no *anti windup back calculation* (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 2006), cujo diagrama esquemático, para a malha referente ao controle da tensão no elo de corrente contínua, está

apresentado na Figura 2.13. Deve-se ressaltar que o ajuste do fluxo de potência reativa também se apoia numa estrutura similar.

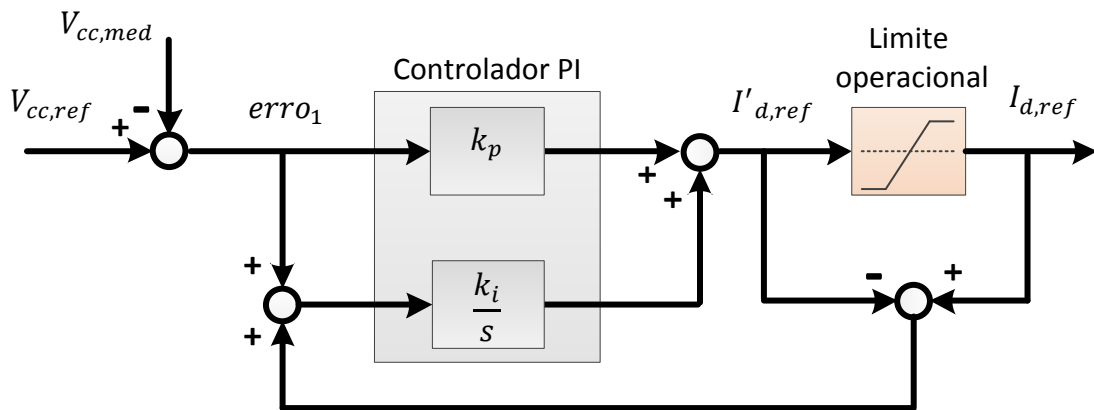


Figura 2.13: Malha de controle anti windup

À luz dos fatos anteriores, verifica-se que as referências finais para as malhas de controle de corrente, as quais são representadas pelas grandezas $I_{d,ref}$ e $I_{q,ref}$, são comparadas às corrente de eixo direto e em quadratura resultantes de medição. A diferença existente entre tais grandezas são submetidas, respectivamente, aos controladores PI-2 e PI-4, os quais tendem a gerar a tensão de eixo direto e em quadratura a serem sintetizadas nos terminais de saída do inversor. Deve-se destacar a inclusão dos termos referentes ao acoplamento entre as malhas de controle como parcelas *feedforward*, os quais visam a melhoria da dinâmica da estrutura de controle.

Para fins da operação do sistema de controle supra descrito, torna-se necessário a implementação dos arranjos descritos a seguir:

➤ Sistema de medição e transformação de grandezas

Outro aspecto meritório de destaque se refere ao mecanismo de transformação das grandezas medidas e o cálculo da potência reativa exigido pela estratégia de controle. Para tanto, a Figura 2.14 apresenta a estrutura necessária para a obtenção dos dados de realimentação.

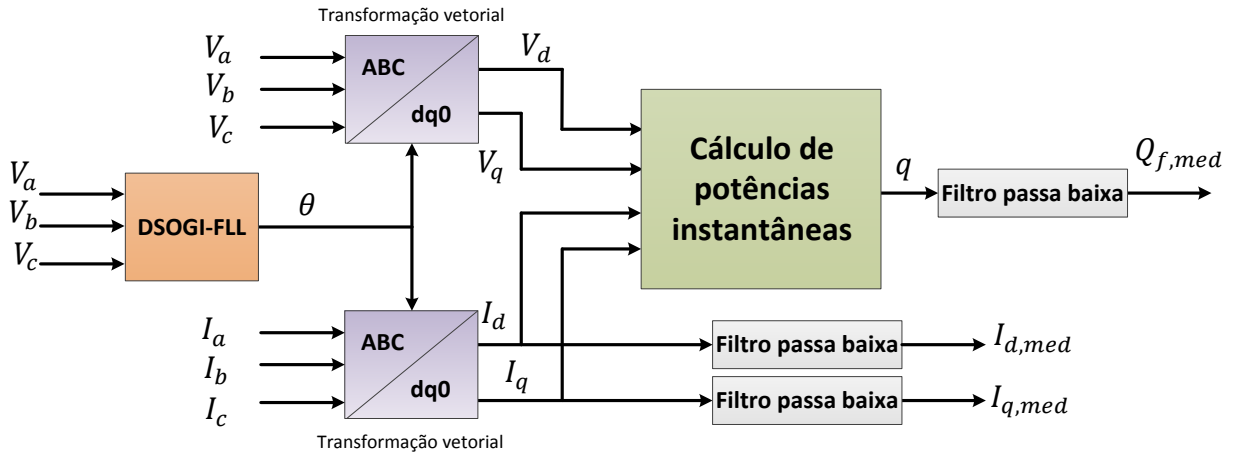


Figura 2.14: Transformação das grandezas e cálculo da potência reativa

Em atenção aos princípios postos, pode-se verificar que as tensões medidas no ponto de acoplamento da unidade aerogeradora individual são utilizadas como dados de entrada para a estrutura *Frequency Locked Loop* (FLL), a qual será objeto de discussões posteriores. Uma vez disponibilizado o ângulo de fase das tensões (θ) pela FLL, procede-se à transformação vetorial de tensões e correntes.

De posse das grandezas V_d , V_q , I_d e I_q , e fundamentado na teoria da potência instantânea (AKAGI; WATANABE; AREDES, 2007), a potência reativa pode ser calculada através de (2.21).

$$q = \frac{3}{2} (V_d I_q - V_q I_d) \quad (2.21)$$

É importante destacar que os processos de cálculo são sensíveis aos desequilíbrios e distorções harmônicas existentes nas variáveis medidas. Levando em consideração tal fato e, com vistas a extração tão apenas das componentes fundamentais das medições, procede-se, em consonância com (AKAGI; WATANABE; AREDES, 2007), a um processo de filtragem deste sinal. Neste trabalho, filtros do tipo *Butterworth* de 1ª ordem foram empregados, com frequência de corte definido em 100 rad/s. Além do mais, as correntes de eixo direto e em quadratura também foram submetidas a um processo de filtragem através de um filtro *Butterworth* de 1ª ordem com frequência de corte de 500 rad/s.

➤ Sincronização com a rede elétrica

Um aspecto importante a se considerar quando da integração de fontes eólicas à rede elétrica, em especial aquelas que utilizam a tecnologia de conversores plenos para o processamento da energia gerada, se refere à sincronização das tensões produzidas pelo inversor com aquelas existentes no ponto de acoplamento. De fato, a utilização de estruturas para a detecção de módulo e ângulo de fase das tensões trifásicas preexistentes, a exemplo da tecnologia conhecida por *Frequency Locked Loop* (FLL), se torna imperativa para que a transferência de energia ativa e reativa não ocasione instabilidades no sistema elétrico.

Para contemplar este quesito, uma das técnicas mais difundidas para a sincronização de inversores com a rede elétrica, e utilizada neste trabalho, é a conhecida *Dual Second-Order Generalized Integrator FLL* (DSOGI-FLL), cujo diagrama esquemático está apresentado na Figura 2.15.

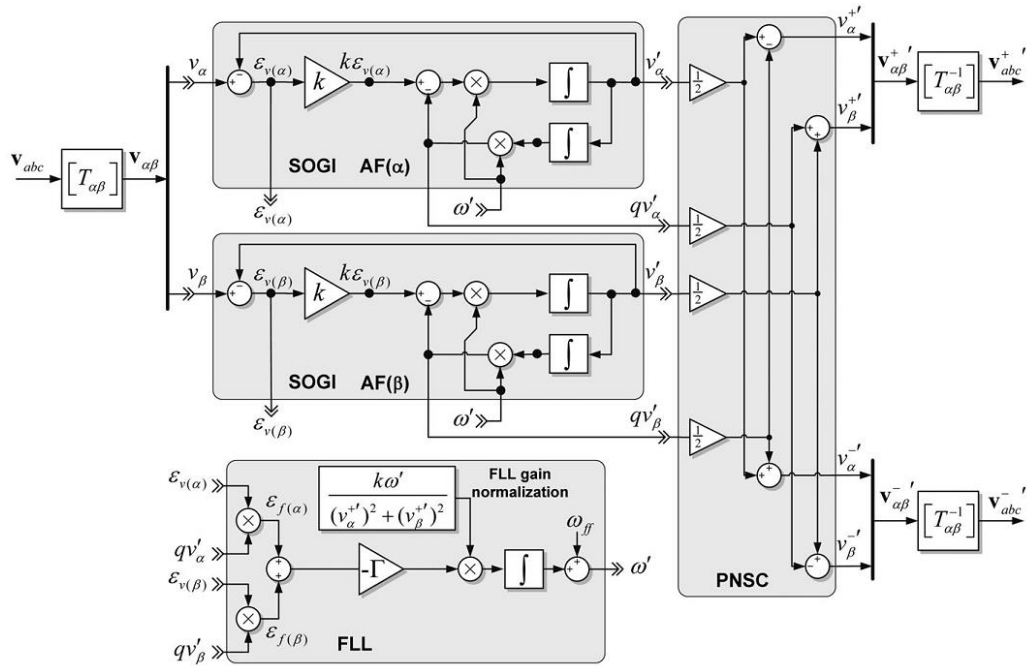


Figura 2.15: Diagrama esquemático do DSOGI-FLL (RODRIGUEZ et al., 2012)

Outros aspectos da modelagem matemática desta estrutura e sua respectiva análise de desempenho são explorados nos trabalhos apresentados em (RODRIGUEZ et al., 2012) e (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011) e, por tal motivo, não são aqui apresentados.

➤ Estratégia de chaveamento

Uma vez que as malhas de controle são as responsáveis pelas tensões E_d e E_q , realiza-se, na sequência, a transformação vetorial inversa, da qual se obtêm as tensões trifásicas de referência E_a , E_b e E_c a serem sintetizadas nos terminais de saída do inversor. Conforme apresentado na Figura 2.16, tais variáveis constituem a entrada de uma unidade de geração de pulsos PWM, a qual promove o acionamento das chaves semicondutoras do conversor.

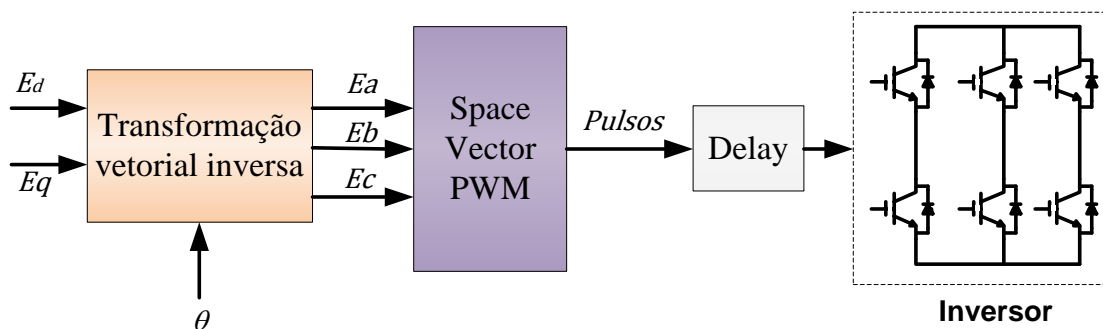


Figura 2.16: Estratégia de chaveamento

Nesse contexto, deve-se destacar a inclusão de atrasos nos pulsos de chaveamento enviados à estrutura de potência do inversor, com objetivo de representar o chamado “tempo morto” de acionamento das chaves. Tal característica é incluída em sistemas de controle comerciais para evitar que o barramento CC se submeta a um curto-circuito, quando da operação do conversor. Todavia, a mesma provoca alterações no padrão da tensão de saída, ocasionando uma operação anormal do inversor e o aparecimento de componentes harmônicas indesejáveis (SEUNG-GI; PARK, 1991) (SEON-HWAN; JANG-MOK, 2010).

2.3.4. CONTROLADORES DA UNIDADE INVERSORA

Considerando o sistema de controle para a unidade inversora apresentado anteriormente, esta seção se destina ao estabelecimento dos modelos matemáticos para as ações descritas. Iniciando pela representação do conjunto inversor e filtro LCL, esta resulta na equação (2.22), a qual expressa a função de transferência simplificada que relaciona a corrente injetada pela unidade de geração em relação à tensão produzida nos terminais do inversor.

$$\frac{I_2}{E} = \frac{R_c C_f s + 1}{L_1 L_2 C_f s^3 + R_c C_f (L_1 + L_2) s^2 + (L_1 + L_2) s} \quad (2.22)$$

onde: I_2 é a corrente de saída do conversor; E é a tensão produzida nos terminais de saída do inversor; L_1 é a indutância do lado do conversor; L_2 é a indutância do lado da rede; C_f é a capacitância do filtro; R_c é a resistência de amortecimento.

Tendo em vista que o filtro LCL se destina a atenuar as componentes harmônicas de alta frequência, as quais se encontram nas vizinhanças da frequência de chaveamento, sua modelagem, para fins de determinação dos ganhos dos controladores de corrente em frequência fundamental, pode desconsiderar a influência deste capacitor. Tal fato é justificado através da Figura 2.17, a qual apresenta um diagrama de Bode para um filtro LCL, considerando a presença e ausência do elo capacitivo. Esta mostra que o comportamento, em baixa frequência, é o mesmo para as duas configurações.

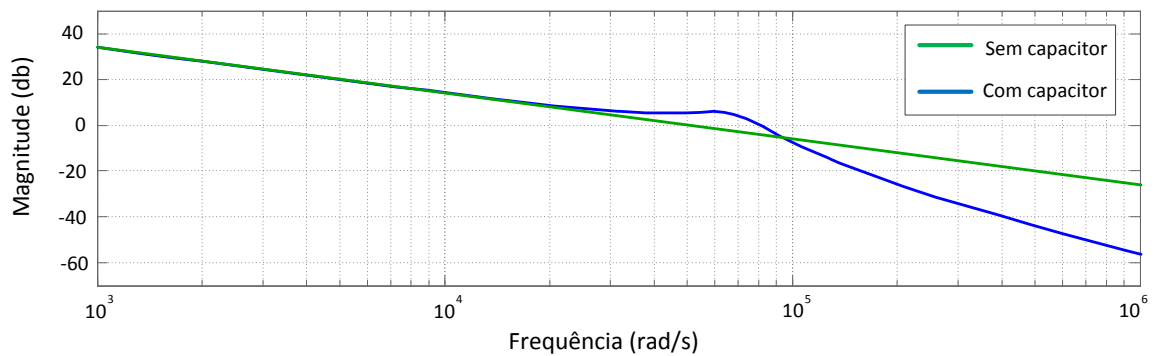


Figura 2.17: Comportamento do filtro LCL em função da frequência

Nestes termos, a relação entre a tensão de saída do inversor e aquela no primário do transformador pode ser expressa por (2.23).

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = R_f \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L_f \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

onde: V_a , V_b e V_c são, respectivamente, as tensões das fases a , b , c no lado de baixa do transformador; E_a , E_b e E_c são as tensões produzidas nos terminais de saída do inversor; i_a , i_b e i_c são as correntes que circulam entre inversor e rede elétrica; R_f e L_f são, respectivamente, a resistência e a indutância totais do filtro de saída.

Utilizando a teoria do controle vetorial (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011), é possível obter a descrição matemática para o fluxo de potência entre o inversor e a rede elétrica. Isto permite representar grandezas trifásicas, definidas no sistema abc , através de vetores em um sistema $dq0$, o qual está sincronizado com as tensões da rede elétrica. Dessa maneira, a transformação se realiza mediante (2.24), a qual pode ser aplicada tanto para tensões quanto para correntes.

$$\begin{bmatrix} X_d' \\ X_q' \\ X_0' \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_a' \\ X_b' \\ X_c' \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

onde: X_a' , X_b' e X_c' são grandezas instantâneas nas fases a , b , c , respectivamente; X_d' , X_q' e X_0' são as grandezas de eixo direto, quadratura e sequência zero, respectivamente; θ é o ângulo de referência para o sistema $dq0$.

Aplicando a transformação definida em (2.24) em (2.23), obtêm-se (2.25) e (2.26) que expressam, no sistema $dq0$, o balanço das tensões na saída do inversor.

$$V_d = E_d - R_f I_d - L_f \frac{dI_d}{dt} + \omega L_f I_q \quad (2.25)$$

$$V_q = E_q - R_f I_q - L_f \frac{dI_q}{dt} - \omega L_f I_d \quad (2.26)$$

onde: V_d e V_q são, respectivamente, as tensões de eixo direto e quadratura no lado de baixa do transformador; E_d e E_q são, respectivamente, as tensões de eixo direto e quadratura produzidas pelo inversor, I_d e I_q são as correntes de eixo direto e quadratura que circulam no sistema; ω é a frequência angular da rede elétrica.

Ainda fundamentado na teoria vetorial, a potência instantânea entregue pelo inversor à rede elétrica pode ser expressa por (2.27) e (2.28).

$$p = \frac{3}{2}(V_d I_d + V_q I_q) \quad (2.27)$$

$$q = \frac{3}{2}(V_d I_q - V_q I_d) \quad (2.28)$$

Vale ressaltar que as componentes V_d e V_q assumem os valores definidos em (2.29) e (2.30), considerando que as tensões no ponto de acoplamento da unidade eólica são tomadas como referência para a transformação vetorial e estando o eixo direto em fase com o vetor tensão da rede elétrica.

$$V_d = |V| \quad (2.29)$$

$$V_q = 0 \quad (2.30)$$

onde: $|V|$ assume o módulo da tensão no PAC.

Do exposto segue que as potências instantâneas ativa e reativa podem ser expressas, respectivamente, por (2.31) e (2.32). Estas expressões permitem constatar que o controle do fluxo de potência ativa pode ser realizado através do ajuste da componente I_d que circula entre o inversor e a rede elétrica, enquanto que o fluxo de potência reativa depende da parcela I_q .

$$p = \frac{3}{2}|V|I_d \quad (2.31)$$

$$q = \frac{3}{2}|V|I_q \quad (2.32)$$

Utilizando a transformada de Laplace, pode-se obter a partir de (2.25) e (2.26) as funções de transferência referentes à saída do conversor, as quais são apresentadas em (2.33) e (2.34) e se destinam, respectivamente, a determinação

das correntes de eixo direto e eixo em quadratura em função da tensão gerada pelo conversor. Deve-se ressaltar que os termos existentes nas equações (2.25) e (2.26) e que não constam em (2.33) e (2.34) são inseridos na estrutura de controle como parcelas do tipo *feedforward*.

$$\frac{I_d}{E_d} = \frac{1}{sL_f + R_f} \quad (2.33)$$

$$\frac{I_q}{E_q} = \frac{1}{sL_f + R_f} \quad (2.34)$$

As expressões anteriores viabilizam a implementação de duas malhas de controle independentes, as quais se destinam ao ajuste das correntes de eixo direto e eixo em quadratura, em torno de um valor de referência. Tal consideração permite a construção do diagrama de blocos apresentado na Figura 2.18, o qual pode ser utilizado para a determinação das grandezas k_3 e T_3 do controlador PI utilizado no sistema. Deve-se destacar que a modelagem do efeito do conversor, no que tange à dinâmica de chaveamento, é incluído por meio de um ganho unitário. Além do mais, o sistema de medição é representado através de um atraso de primeira ordem.

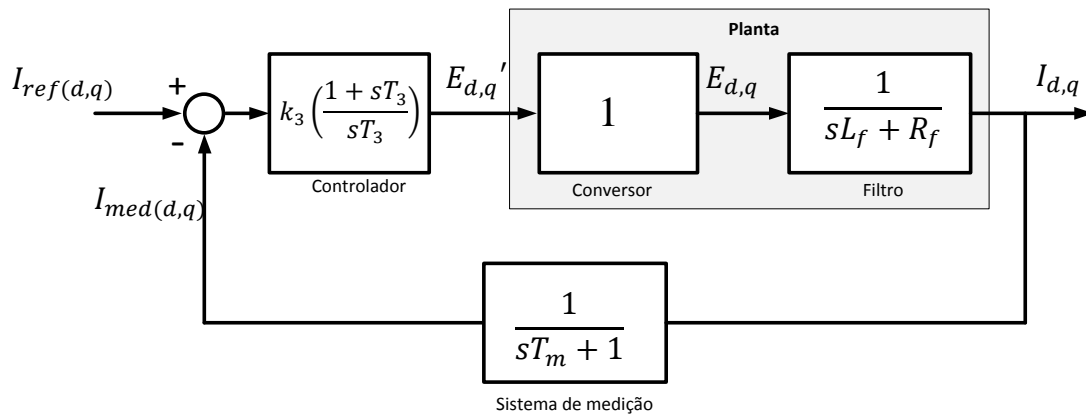


Figura 2.18: Diagrama de blocos para controle das corrente de eixo direto e quadratura

A sintonia deste controlador PI, por sua vez, é realizada através da metodologia conhecida como “Módulo Ótimo” (REZEK et al., 2001). As expressões apresentadas em (2.35) e (2.36) sumarizam tais condições.

$$T_3 = \frac{L_f}{R_f} \quad (2.35)$$

$$k_3 = \frac{L_f}{2T_m} \quad (2.36)$$

Uma vez definido o mecanismo de ajuste das correntes produzidas pelo inversor, utiliza-se a metodologia de Controle em Cascata para que as malhas de controle externas, as quais se destinam à regulação da tensão do elo de corrente contínua e ao fornecimento de potência reativa, produzam as referências de corrente de eixo direto e em quadratura.

No que concerne a dinâmica do elo de corrente contínua, a equação (2.37), obtida a partir do balanço de potências no respectivo capacitor, apresenta a função de transferência que relaciona a corrente de eixo direto com a tensão no ponto em pauta.

$$\frac{V_{cc}}{I_d} = \frac{1}{sC} \quad (2.37)$$

Assim, pode-se obter o diagrama de blocos apresentado na Figura 2.19, o qual é destinado à sintonia dos parâmetros k_4 e T_4 do controlador PI.

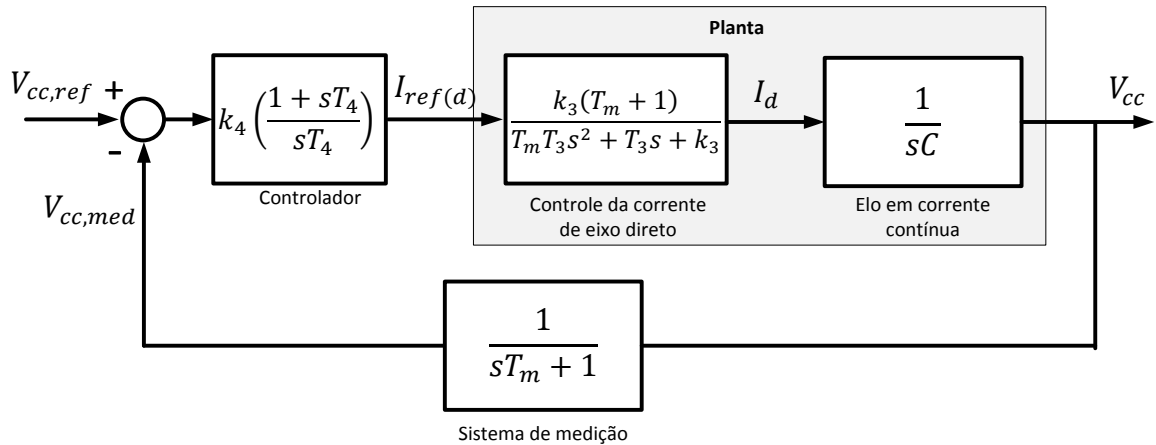


Figura 2.19: Diagrama de blocos para controle da tensão do elo de corrente contínua

A sintonia do controlador PI é realizada através da metodologia conhecida como “Ótimo Simétrico” (REZEK et al., 2001) e os parâmetros deste elemento do sistema de controle podem ser determinados por (2.38) e (2.39).

$$T_4 = 8T_m \quad (2.38)$$

$$k_4 = \frac{C}{4T_m} \quad (2.39)$$

A Figura 2.20 apresenta o diagrama de blocos referente à malha de controle de potência reativa.

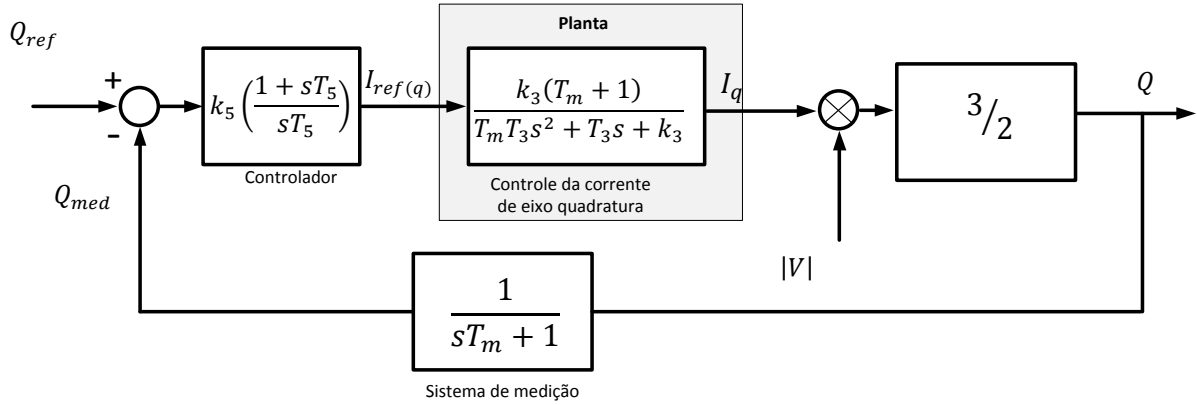


Figura 2.20: Modelo para ajuste do fluxo de potência reativa

Para a sintonia do controlador PI, destinado a regular o fluxo de potência reativa no sistema, considera-se que a tensão na rede elétrica esteja em seu valor nominal, qual seja, $|V| = 1 \text{ p.u.}$. Portanto, a partir da metodologia de alocação de polos, pode-se obter os parâmetros deste elemento, sendo que a constante de tempo T_5 e o ganho k_5 são escolhidos de forma que o sistema não possua uma ultrapassagem máxima de 5% para uma entrada degrau.

2.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo apresentou os fundamentos matemáticos e físicos relativos ao funcionamento das distintas partes que perfazem uma unidade de geração eólica à máquina síncrona, bem como as estruturas de controle e metodologias para ajustes de controladores.

Tendo em vista a fundamentação apresentada, as seguintes considerações pontuais se apresentam como constatações sobre os modelos explorados:

- No que tange aos modelos de vento e turbina eólica, estas consideram procedimentos clássicos existentes na literatura e se mostram adequados para a reprodução das características da fonte primária;
- A máquina síncrona utiliza modelos baseados nos fluxos magnéticos concatenados, os quais se apresentam condizentes para a reprodução de fenômenos elétricos e mecânicos existentes no sistema;
- Outro aspecto a ser destacado se refere à modelagem do sistema de retificação e excitação, tendo em vista a definição e ajuste de um mecanismo de controle para a extração da máxima potência do vento;
- Quanto a unidade inversora, esta possui por objetivo o controle da tensão no barramento de corrente contínua e a injeção de potência reativa. Estas condições de controle garantem que a unidade inversora opere de forma independente das condições de vento;
- A validação do processo ora estabelecido, como um todo, se apresenta como o capítulo subsequente, quando, via simulações computacionais, serão reproduzidas situações operacionais típicas por meio das quais será possível observar e ratificar a eficácia dos mecanismos ora descritos.

Capítulo III

IMPLEMENTAÇÃO DA UNIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA NO SIMULADOR ATP

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Uma vez apresentados os modelos físicos e matemáticos dos diversos componentes que perfazem o sistema de geração eólica em foco nesta pesquisa, bem como seus respectivos sistemas de controle, este capítulo prossegue com o intuito da implementação computacional da unidade de geração eólica a conversor pleno, nos termos estabelecidos.

Nesse contexto, a opção de plataforma computacional recaiu sobre o simulador ATP (EEUG, 1987), o qual se apresenta como uma plataforma de estudos de ampla difusão e aceitação no setor elétrico. Tal *software* se baseia em técnicas de modelagem no domínio do tempo, fato esse determinante para o pleno atendimento aos objetivos desta tese de doutorado, e ainda, através de recursos disponibilizados pela plataforma, a mesma apresenta atrativos relacionados com a utilização de recursos internos de sua biblioteca e também a possibilidade de inserção de novos componentes via linguagens próprias de programação.

À luz das premissas postas, o presente capítulo encontra-se centrado nos seguintes pontos:

- Estabelecimento da estratégia e implementação computacional de uma unidade de geração eólica com gerador síncrono e respectivos controles, nos termos definidos por esta pesquisa, no *software* escolhido;
- Realização e discussão de estudos computacionais para a avaliação de desempenho dos modelos implementados, sob condições operacionais de regime permanente.

3.2. A PLATAFORMA ATP

O ATP se apresenta como uma plataforma computacional destinada à modelagem e simulação de circuitos e sistemas elétricos no domínio do tempo. Esse programa é amplamente conhecido e difundido no setor elétrico nacional e internacional, tendo em vista que o mesmo corresponde a um *software* de domínio livre e permite a realização de diversos tipos de estudos investigativos contemplando condições de funcionamento de um complexo elétrico sob condições de regime permanente, dinâmico e transitório.

Esse *software* possui uma biblioteca constituída por um grande número de modelos elétricos, tais como: fontes de alimentação, chaves, linhas de transmissão, cabos, máquinas elétricas, cargas, transformadores, entre outros. Tais modelos encontram-se representados por parâmetros concentrados ou distribuídos, apresentando, ainda, possibilidades de inserção de eventuais não linearidades.

Outro ponto de destaque se refere à existência de uma linguagem de programação própria, a qual é denominada por MODELS. Tal funcionalidade permite, a partir de um algoritmo, a modelagem de dispositivos e sistemas de controle não convencionais, tendo em vista sua avaliação de desempenho.

Fundamentando-se pois nos recursos disponibilizados pelo *software* ora descrito, e em atenção aos objetivos próprios deste trabalho, esta seção se destina

à descrição da metodologia para a inserção, na base computacional preexistente, da estrutura física e das estratégias de controle apresentadas.

➤ Vento

A modelagem do comportamento do vento foi realizada a partir da utilização da linguagem MODELS. Assim, o Apêndice I da presente pesquisa apresenta o código fonte do componente em pauta, o qual possui como variável de saída a velocidade do vento a ser aplicada à turbina eólica.

➤ Turbina eólica e gerador síncrono

O conjunto composto pela turbina eólica e o gerador síncrono foi implementado empregando-se uma estratégia baseada em um algoritmo de cálculo desenvolvido na linguagem MODELS e nos recursos da biblioteca do ATP. A Figura 3.1 apresenta um diagrama esquemático associado à representação destes componentes.

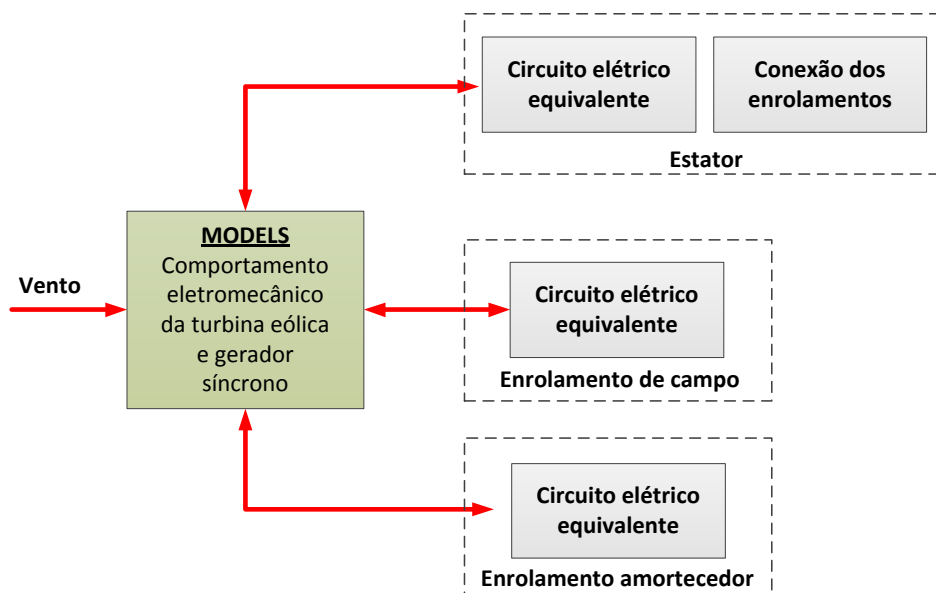


Figura 3.1: Implementação do conjunto turbina e gerador síncrono na plataforma ATP

Os seguintes módulos compõem a estrutura apresentada anteriormente:

- **Algoritmo na linguagem MODELS:** este é o principal elemento da modelagem em pauta, uma vez que ele descreve o comportamento da turbina eólica e da máquina síncrona para diversas condições da fonte primária, bem como para diferentes carregamentos impostos ao gerador. Este elemento engloba o desempenho mecânico da turbina, o balanço entre conjugados elétricos e magnéticos no sistema e o comportamento dos fluxos magnéticos concatenados, conforme explicitado na Figura 3.2. O código fonte deste elemento também é apresentado no Apêndice I.

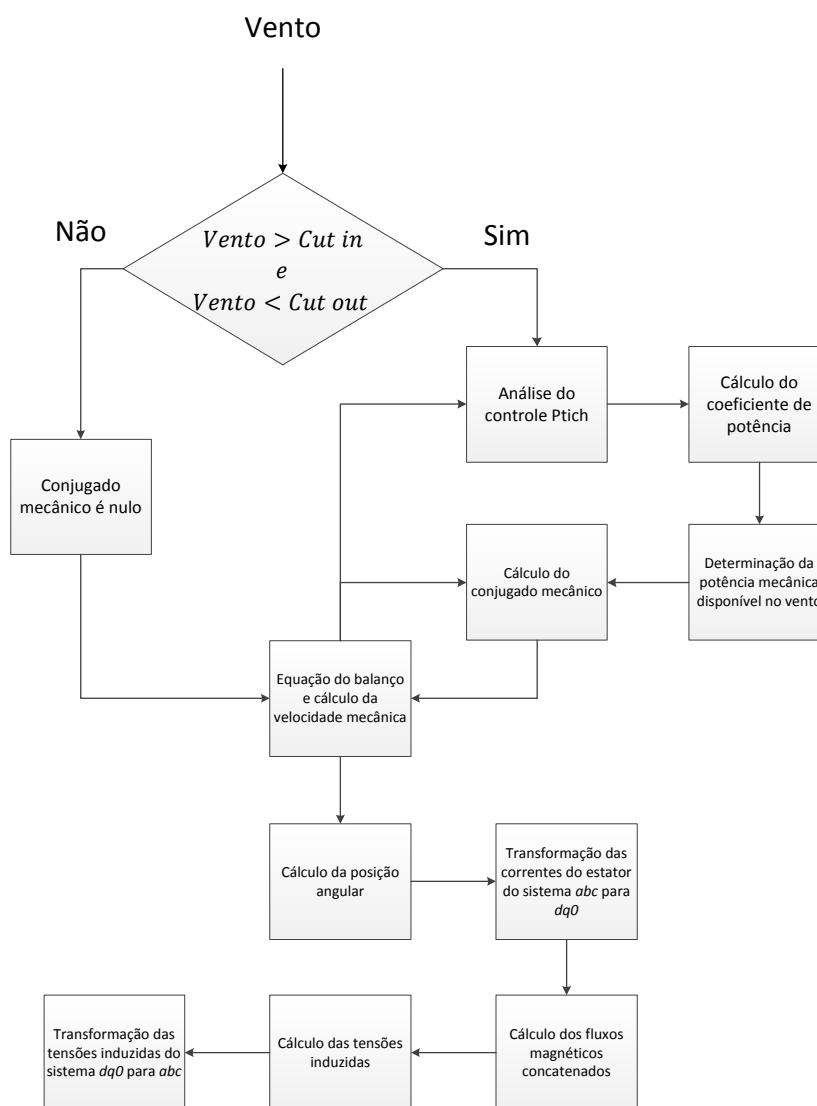


Figura 3.2: Fluxograma para implementação da turbina eólica e máquina síncrona no ATP

- **Representação do estator:** Dentre os dados de saída fornecidos pelo algoritmo implementado na linguagem MODELS, tem-se as tensões trifásicas induzidas no estator do gerador. Assim, esta parte da máquina síncrona é representada pelo seu circuito elétrico equivalente, conforme apresentado na Figura 3.3, que mostra que cada fase se apresenta na forma de uma fonte de tensão controlada associada em série com uma resistência e uma indutância, as quais representam, respectivamente, a resistência (R) e a autoindutância do estator (L_d). A representação do tipo de conexão do gerador é realizada pelo transformador inserido no sistema, conforme apresentado na Figura 3.3;

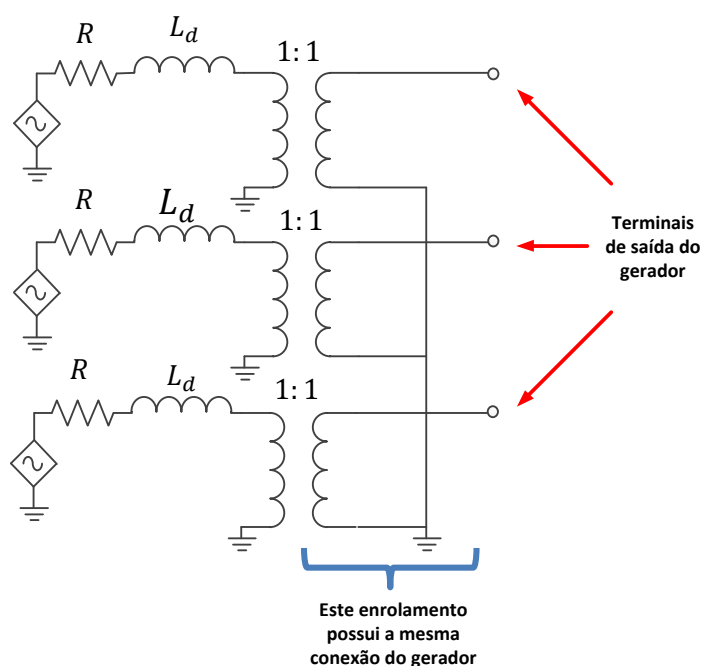


Figura 3.3: Circuito elétrico equivalente ao estator do gerador

Um outro aspecto refere-se a realimentação das correntes de estator visando informar ao algoritmo implementado em linguagem MODELS as correntes de fase existentes e atualizadas, como se faz necessário para o cálculo da reação de armadura existentes nos geradores devido à conexão de uma carga elétrica em seus terminais.

- **Representação do enrolamento de campo do gerador:** O enrolamento de campo do gerador síncrono é representado pelo circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 3.4. O sistema de excitação está conectado a uma resistência (R_f) e indutância (L_f), as quais representam os parâmetros equivalentes do enrolamento de campo da máquina. Além do mais, verifica-se a existência de uma fonte de tensão controlada, a qual expressa as tensões induzidas pela reação de armadura da máquina. Este último elemento é controlado pelos cálculos realizados pela algoritmo implementado em linguagem MODELS. Como pode ser constatado, a proposta implica na necessidade da medição da corrente existente no enrolamento de campo, visando o cálculo dos fluxos magnéticos concatenados.

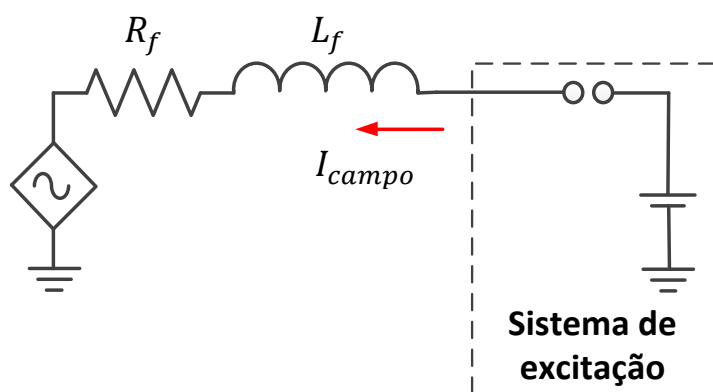


Figura 3.4: Circuito elétrico equivalente do enrolamento de campo

- **Representação dos enrolamentos amortecedores:** Por fim, os enrolamentos amortecedores do gerador síncrono são representados pelos dois circuitos elétricos equivalentes. Um relacionado com os efeitos sobre as grandezas do eixo direto e outro associado com o eixo em quadratura, como observado nas Figura 3.5(a) e (b). Tais circuitos elétricos são constituídos, basicamente, por uma fonte controlada conectada a uma resistência e indutância representativas de cada enrolamento. A fonte controlada está associada às tensões induzidas

nestes circuitos. Analogamente aos modelos anteriores, o algoritmo implementado em MODELS realiza a medição das correntes existentes para o cálculo dos fluxos magnéticos da máquina.

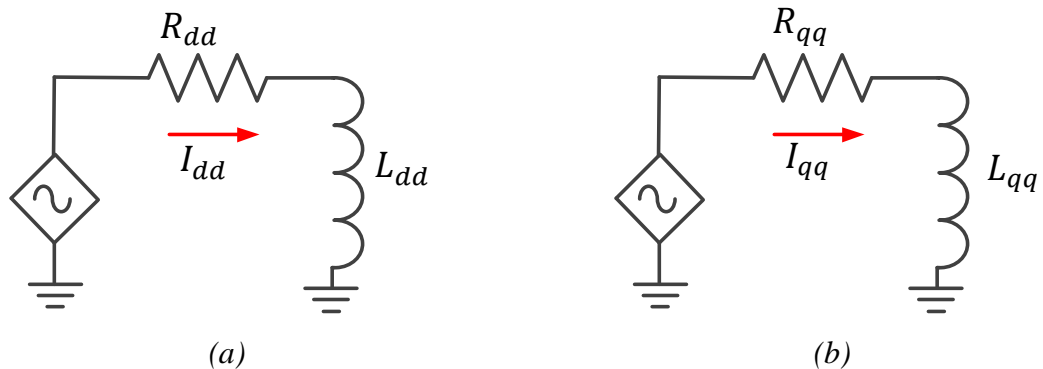


Figura 3.5: Representação do enrolamento amortecedor (a) de eixo direto (b) em quadratura

➤ Unidade de potência do retificador

A implementação computacional do retificador trifásico não controlado de 6 pulsos e do barramento em corrente contínua foi realizada a partir de componentes elétricos disponibilizados nas bibliotecas da plataforma ATP. Nesse sentido, encontra-se no Apêndice I apresenta os cartões relacionados a estes componentes.

➤ Unidade de potência do conversor *buck* e *boost*

As unidades de potência dos conversores *buck* e *boost* foram implementadas através de uma combinação de elementos disponíveis na plataforma ATP, dentre os quais se destacam chaves controladas, resistências, indutâncias e capacitâncias. Nesse sentido, tais elementos recebem sinais de seus respectivos sistemas de controle, os quais determinam os instantes de abertura ou fechamento das chaves controladas. Circuitos *snubber* foram incluídos junto às chaves controladas, de tal maneira a reduzir os transitórios de chaveamento. O Apêndice I apresenta os correspondentes cartões de implementação na plataforma ATP.

➤ Sistema de controle do conversor *buck* e *boost*

De acordo com as premissas estabelecidas no capítulo anterior, a modelagem dos sistemas de controle dos conversores *buck* e *boost* foram realizadas a partir da utilização exclusiva da linguagem MODELS. Assim, o Apêndice I da presente tese de doutorado apresenta os códigos fonte destes componentes, os quais foram implementados segundo os fluxogramas básicos apresentados, respectivamente, na Figura 3.6 e Figura 3.7. Nesse contexto, destaca-se que as variáveis de saída deste elemento são os sinais destinados à abertura ou fechamento das chaves controladas que compõem os circuitos de potência.

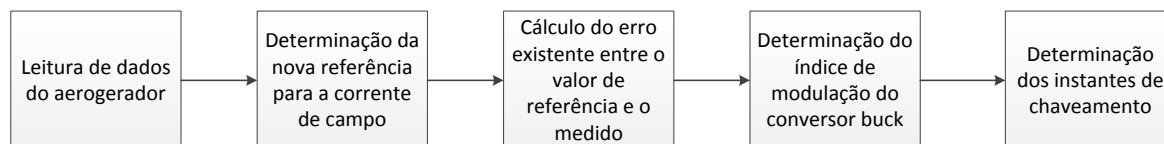


Figura 3.6: Fluxograma associado à implementação do controle do conversor *buck* no ATP

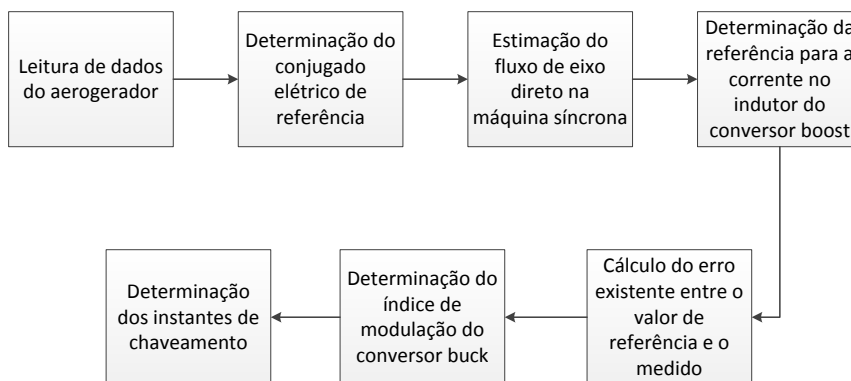


Figura 3.7: Fluxograma associado à implementação do controle do conversor *boost* no ATP

➤ Unidade de potência do inversor

De forma semelhante aos componentes anteriores, a unidade de potência do inversor, o qual possui a topologia de um conversor fonte de tensão de dois níveis, foi modelada através de uma combinação de chaves controladas existentes na biblioteca do ATP. O sistema de controle da unidade inversora envia sinais que

determinam os instantes de abertura ou fechamento destas chaves, tendo em vista a lógica de controle estabelecida no capítulo anterior. Nesse contexto, deve-se destacar que a funcionalidade GIFU, a qual está associada às chaves controladas do ATP, foi ativada, de forma que a inclusão do “tempo morto” das chaves não ocasione instabilidades numéricas. O Apêndice I apresenta maiores detalhes sobre a implementação computacional deste componente.

➤ Sistema de controle do inversor

A modelagem do sistema de controle da unidade inversora, em função da proposta já estabelecida, também foi realizada a partir da utilização exclusiva da linguagem MODELS. De forma semelhante aos elementos anteriores, o Apêndice I do presente documento também detalha o código fonte deste elemento, o qual foi construído de acordo com o fluxograma básico apresentado na Figura 3.8. Nessa, destaca-se que as variáveis de saída deste elemento são os sinais destinados à abertura ou fechamento das chaves controladas que compõem o circuito de potência da unidade inversora. Também, para a execução do algoritmo proposto, torna-se necessário a medição de tensões e correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor, bem como a tensão no elo em corrente contínua.

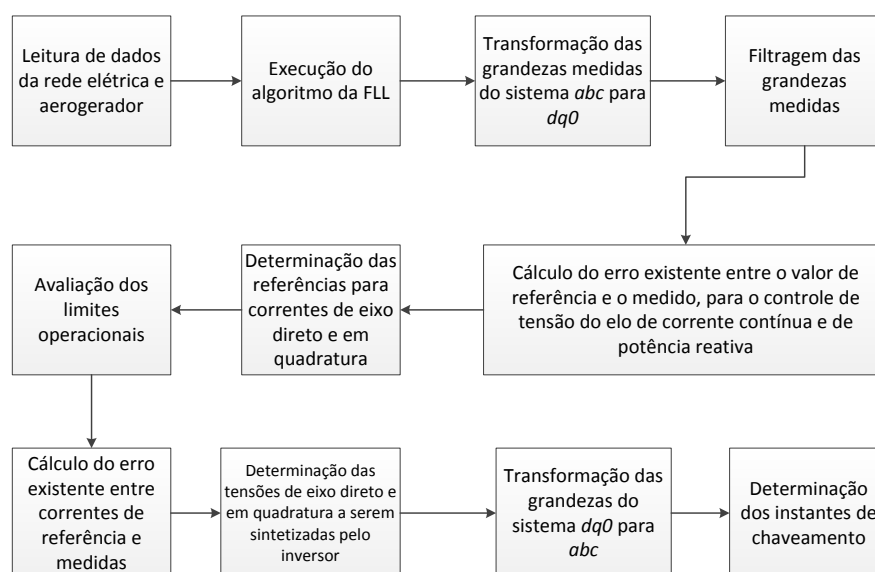


Figura 3.8: Fluxograma associado à implementação do controle do inversor no ATP

➤ Filtro LCL

A implementação computacional do filtro LCL utilizado para acoplar o inversor à rede elétrica também foi realizada a partir da associação de resistores, capacitores e indutores disponibilizados nas bibliotecas básicas da plataforma ATP. De forma semelhante aos elementos anteriores, encontra-se no Apêndice I o cartão de implementação deste circuito.

➤ Outros componentes

Outros dispositivos existentes nos sistemas elétricos de potência e necessários à simulação dos complexos de geração eólica, tais como transformadores, linhas de transmissão ou bancos de capacitores, foram modelados através de componentes previamente existentes na biblioteca da plataforma ATP. Maiores detalhes a respeito da implementação computacional destes elementos estão disponíveis em (EEUG, 1987).

➤ Sistema completo de geração eólica

O resultado final da composição das unidades supra descritas conduziram, por fim, ao modelo de um complexo de geração eólica focado na presente tese, como evidencia a Figura 3.9.

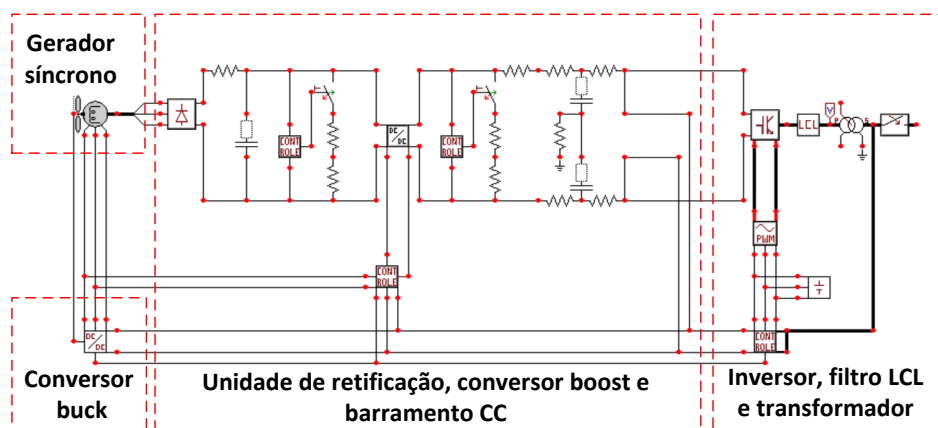


Figura 3.9: Sistema completo implementado no simulador ATP.

3.3. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MODELO COMPUTACIONAL

Uma vez obtida a representação do arranjo ora considerado, esta seção apresenta resultados associados com estudos computacionais, os quais têm o objetivo de elucidar a potencialidade dos modelos desenvolvidos e implementados no simulador visando a realização de estudos de regime permanente, transitório e dinâmico. Para tanto, a partir de um complexo de geração genérico, baseado em dados típicos de redes de distribuição, procede-se aos estudos aqui almejados.

Somado aos desempenhos computacionais obtidos e objetivando avaliar o nível de aderência dos resultados ao comportamento físico dos complexos em pauta, as respostas proporcionadas pelos modelos são comparadas com dados de medição advindos de aerogeradores reais. Tais dados foram obtidos no âmbito do projetos de P&D desenvolvidos pela UFU e empresas do setor elétrico, viabilizando a caracterização do comportamento de sistemas eólicos *full converter* para distintas condições de geração. Nesse contexto, deve-se destacar que tal comparação visa subsidiar uma análise crítica dos resultados computacionais, sem possuir, todavia, o caráter de validação dos modelos, uma vez que os parâmetros internos do aerogerador, bem como a topologia da rede de conexão, não são plenamente conhecidas, fato este limitante para uma correlação precisa entre os dados computacionais e experimentais.

3.3.1. SISTEMA ELÉTRICO UTILIZADO

A Figura 3.10 apresenta o diagrama unifilar do arranjo elétrico utilizado. Nesta pode-se observar a topologia da rede, seus principais componentes e a inserção do parque eólico junto ao barramento 03 em 138 kV.

Complementarmente, as Tabelas 3.1 a 3.5 apresentam os parâmetros elétricos dos componentes que perfazem o sistema em pauta.

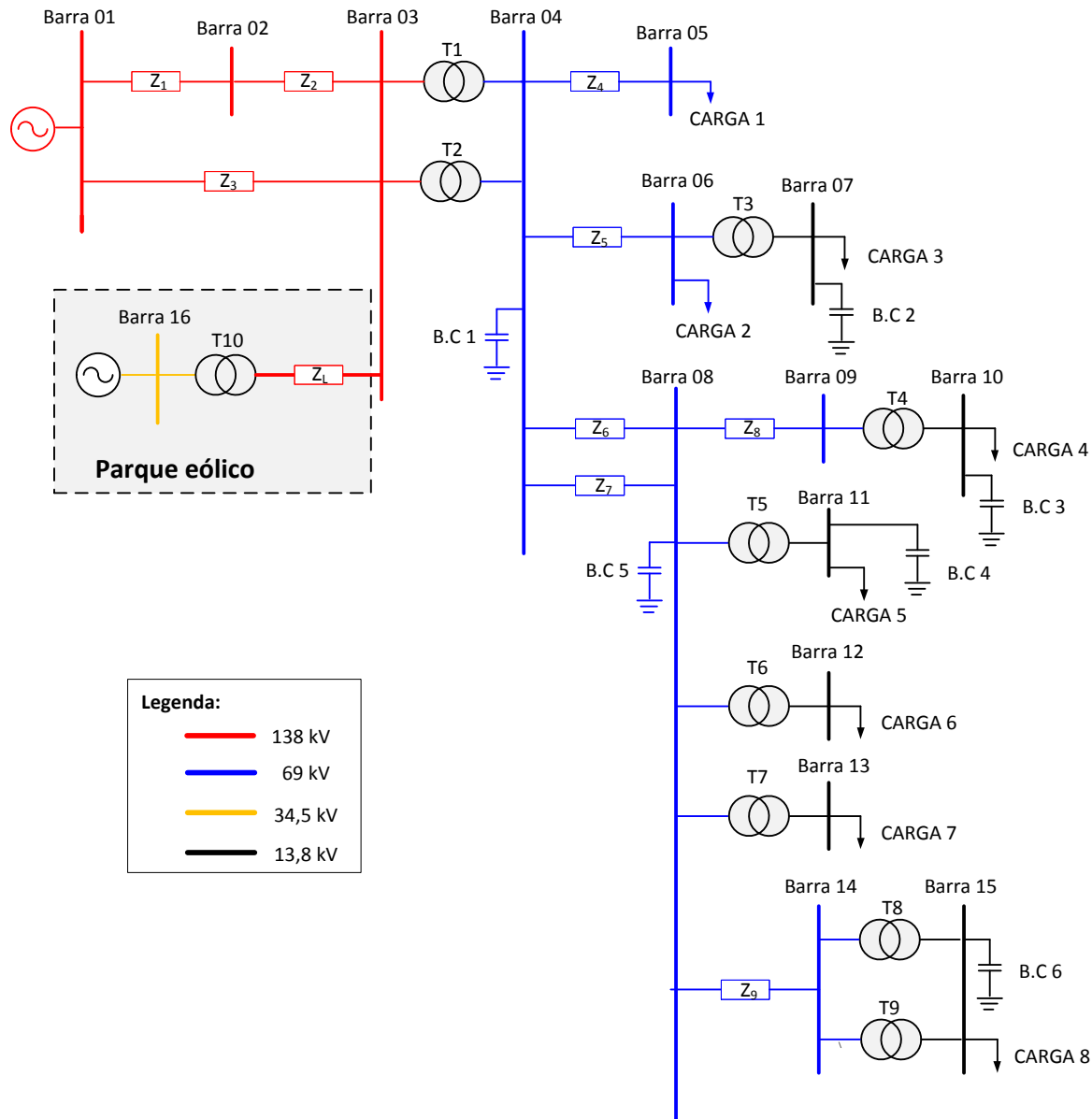


Figura 3.10: Diagrama unifilar do sistema elétrico

Tabela 3.1: Nível de curto-circuito na barra 1

| | |
|----------------------------|-----------------------|
| Tensão | 138 kV |
| Potência de curto-circuito | 300 MVA |
| Ângulo | $\angle -83,55^\circ$ |

Tabela 3.2: Parâmetros equivalentes das linhas de transmissão e distribuição

| Linha | Resistência (Ω) | Indutância (mH) | Capacitância (μF) |
|-------|--------------------------|-----------------|--------------------------------|
| Z1 | 17,05 | 152,55 | 1,14 |
| Z2 | 2,51 Ω | 22,43 | 0,167 |
| Z3 | 16,72 Ω | 172,51 | 1,33 |
| Z4 | 9,88 Ω | 60,34 | 0,48 |
| Z5 | 0,06 Ω | 0,36 | 0,003 |
| Z6 | 2,37 Ω | 14,48 | 0,11 |
| Z7 | 2,09 Ω | 18,19 | 0,14 |
| Z8 | 13,05 Ω | 54,52 | 0,37 |
| Z9 | 0,7 Ω | 6,06 | 0,05 |

Tabela 3.3: Parâmetros equivalentes dos transformadores

| Transformador | Potência | TAP | Reatância (Base 100 MVA) |
|---------------|----------|-----------------|--------------------------|
| T1 | 60 MVA | 138 kV / 69 kV | 25,9 % |
| T2 | 60 MVA | 138 kV / 69 kV | 26,0 % |
| T3 | 12 MVA | 69 kV / 13,8 kV | 38,65 % |
| T4 | 5 MVA | 69 kV / 13,8 kV | 120,2 % |
| T5 | 12 MVA | 69 kV / 13,8 kV | 69,6 % |
| T6 | 12 MVA | 69 kV / 13,8 kV | 69,6 % |
| T7 | 12 MVA | 69 kV / 13,8 kV | 69,6 % |
| T8 | 12 MVA | 69 kV / 13,8 kV | 51,28 % |
| T9 | 12 MVA | 69 kV / 13,8 kV | 51,28 % |

Tabela 3.4: Características das cargas

| Carga | Potência ativa (MW) | Potência reativa (MVar) |
|---------|---------------------|-------------------------|
| Carga 1 | 20,80 | 8,90 |
| Carga 2 | 1,80 | 0,80 |
| Carga 3 | 5,40 | 2,30 |
| Carga 4 | 2,10 | 0,90 |
| Carga 5 | 7,10 | 3,00 |
| Carga 6 | 0,90 | 0,40 |
| Carga 7 | 3,00 | 1,30 |
| Carga 8 | 18,90 | 8,10 |

Tabela 3.5: Parâmetros dos bancos de capacitores

| Banco de Capacitor | Potência (MVar) |
|--------------------|-----------------|
| B.C 1 | 13,8 |
| B.C 2 | 1,02 |
| B.C 3 | 1,02 |
| B.C 4 | 4,00 |
| B.C 5 | 5,08 |
| B.C 6 | 5,05 |

A Tabela 3.6 apresenta as principais características de um aerogerador individual e seus componentes, como considerado nos desenvolvimentos anteriores. Vale ressaltar que a origem das informações se apoiam em um trabalho de coletânea de dados diversos encontrados em catálogos, artigos técnicos e relatórios de estudos.

Tabela 3.6: Características do aerogerador

| | | |
|-----------------------------------|--|----------|
| Turbina eólica | Raio (m) | 40,00 |
| | Velocidade nominal (m/s) | 12,00 |
| | Velocidade Cut in (m/s) | 3,00 |
| | Velocidade Cut out(m/s) | 25,00 |
| Gerador síncrono Trifásico | Tensão nominal (V) | 690,00 |
| | Potência nominal (MVA) | 2,00 |
| | Número de polos | 120,00 |
| | Frequência nominal (Hz) | 17,00 |
| | Reatância de eixo direto (pu) | 0,68 |
| | Reatância de eixo em quadratura (pu) | 0,60 |
| | Reatância transitória de eixo direto (pu) | 0,248 |
| | Reatância subtransitória de eixo direto (pu) | 0,184 |
| | Reatância subtransitória de eixo em quadratura (pu) | 0,10 |
| | Reatância de dispersão (pu) | 0,01 |
| | Resistência do estator (pu) | 0,013 |
| | Inércia do conjunto gerador e turbina ($kg \cdot m^2$) | 500000,0 |
| Conversor buck | Frequência de chaveamento (Hz) | 2500,0 |
| | Indutância de saída (mH) | 1,0 |
| Conversor boost | Frequência de chaveamento (Hz) | 2500,0 |
| | Indutância de entrada (mH) | 2,0 |
| | Capacitância de entrada (μF) | 8000,0 |

| | | |
|--|--|-----------|
| Unidade inversora | Capacitância (μF) | 10000,0 |
| | Frequência de chaveamento (Hz) | 2500,0 |
| | Filtro LCL – Indutância do lado do conversor (mH) | 0,14 |
| | Filtro LCL – Capacitância (μF) | 780,0 |
| | Filtro LCL – Resistência de amortecimento (Ω) | 0,1 |
| | Filtro LCL – Indutância do lado da rede (mH) | 0,14 |
| | “Tempo morto” das chaves (μs) | 8,0 |
| Transformador elevador da unidade aerogerador | Tensão primária/Secundária (kV) | 0,69/34,5 |
| | Potência nominal (MVA) | 2,35 |
| | Resistência percentual (%) | 1,0 |
| | Impedância percentual (%) | 11,0 |
| Transformador elevador Subestação coletora | Tensão primária/Secundária (kV) | 34,5/138 |
| | Potência nominal (MVA) | 70 |
| | Resistência percentual (%) | 1,0 |
| | Impedância percentual (%) | 12,0 |

3.3.2. CASOS AVALIADOS E RESULTADOS

Quanto aos estudos realizados, dentre uma gama de possibilidades existentes, optou-se, nesta fase dos trabalhos, pela seleção de 2 condições operativas, explicitadas a seguir:

- **Caso 01:** este envolve o desempenho do sistema diante da presença de uma única unidade de geração sob a ação de distintas características para o vento incidente;
- **Caso 02:** esta situação visa avaliar o desempenho de um parque eólico constituído por 35 aerogeradores, cada qual com particularidades operativas distintas quanto à fonte primária de energia.

3.3.2.1. RESULTADOS PARA O CASO 01

Para a presente avaliação foram adotadas as condições para a fonte primária conforme exposto na Tabela 3.7 e graficamente ilustrados na Figura 3.11. Tais valores proporcionam fornecimentos de potência ativa da ordem de 10%, 50% e

100% da potência nominal do aerogerador, condições estas que viabilizam a comparação dos resultados computacionais com as grandezas medidas em campo. Vale ressaltar que os desempenhos comparativos entre os resultados computacionais e as medições em campo somente foram possíveis para esta situação.

Tabela 3.7: Condições adotadas para a fonte primária

| Componente | Velocidade (m/s) | Potência produzida pelo aerogerador (pu) |
|------------|------------------|--|
| Base | 6,0 | 0,1 |
| Base | 10,5 | 0,5 |
| Base | 13,0 | 1,0 |

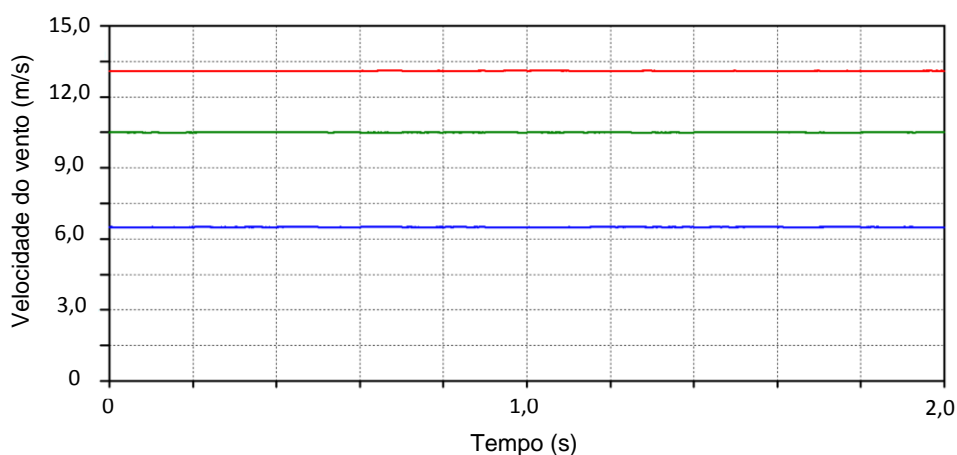
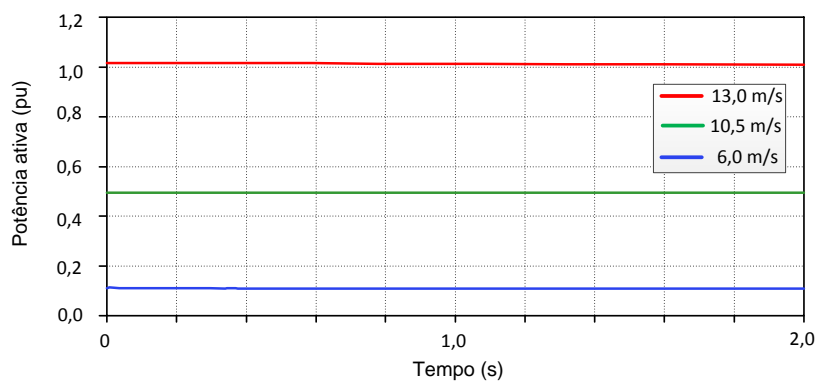
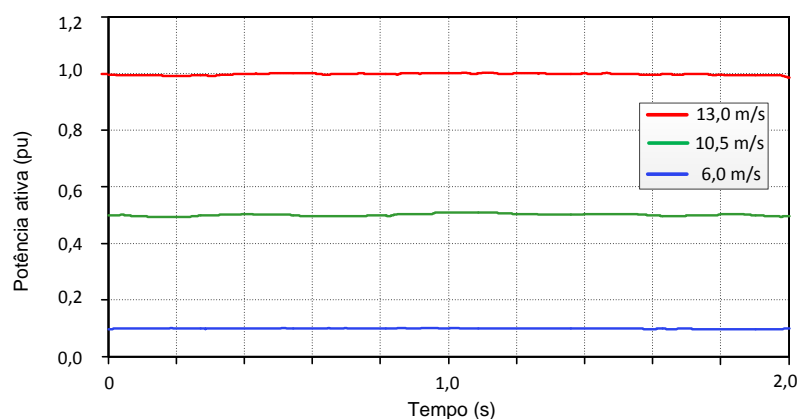
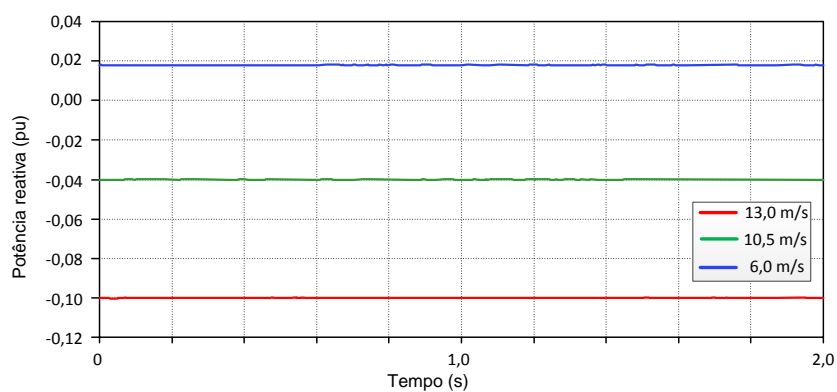


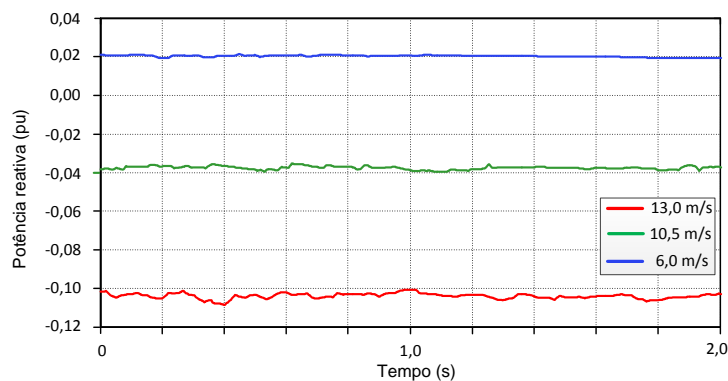
Figura 3.11: Condições de vento para diferentes fornecimentos de potência ativa

A Figura 3.12 apresenta os resultados computacionais e as medições em campo referentes ao perfil das potências ativas produzidas pelo aerogerador para as três situações fixadas. Conforme previsto, as magnitudes obtidas para esta grandeza são da ordem de 0,1 pu, 0,5 pu e 1 pu do respectivo valor nominal. Tais grandezas são confrontadas com os resultados de medição, mostrando que o sistema de controle modelado se apresenta estável e com capacidade de extrair a máxima potência disponível no vento.

*(a) Resultado computacional**(b) Medição em campo**Figura 3.12: Potência ativa produzida pelo aerogerador*

De forma complementar, a Figura 3.13 mostra o comportamento do fluxo de potência reativa entre o aerogerador e a rede elétrica, tendo em vista os resultados computacionais e as medições em campo. Nesta situação, as referências para a malha de controle de potência reativa são fixas e se caracterizam pelos valores percentuais advindos dos dados medidos.

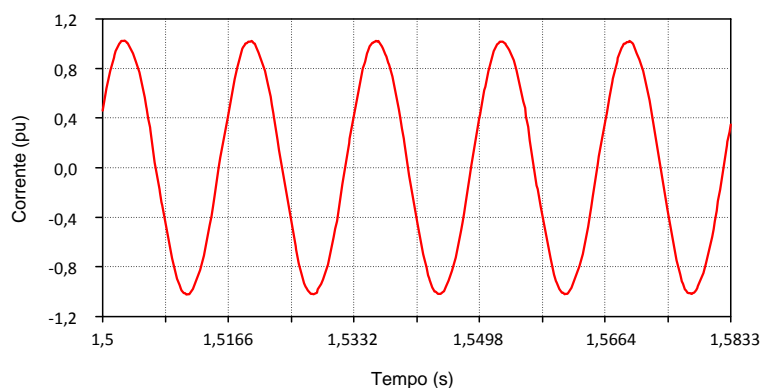
*(a) Resultado computacional*



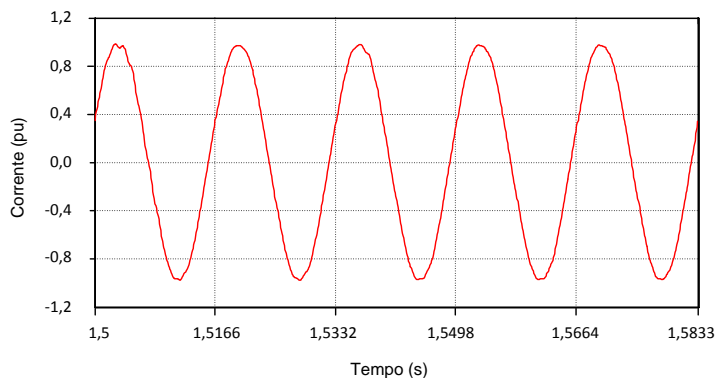
(b) Medição em campo

Figura 3.13: Fluxo de potência reativa entre o aerogerador e rede elétrica

No que tange às correntes produzidas pelo aerogerador, as Figuras 3.14, 3.15 e 3.16 apresentam, para cada uma das situações operativas, as formas de onda simuladas e medidas no lado de baixa tensão do transformador elevador. Constata-se que as mesmas apresentam-se consonantes, fato este que sustenta a boa correlação entre os modelos teóricos com o comportamento de campo.

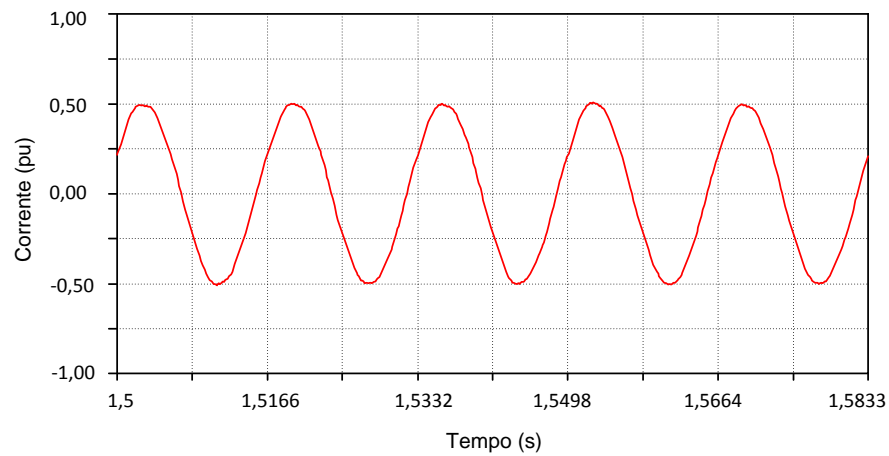


(a) Resultado computacional

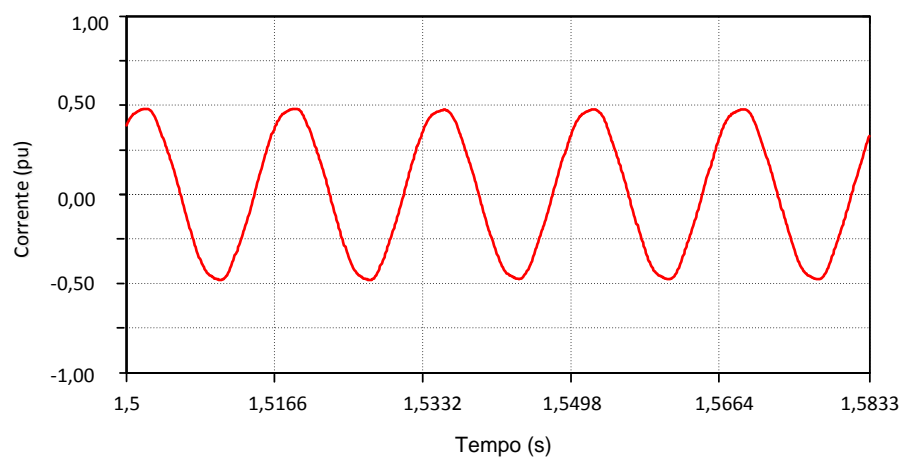


(b) Medição em campo

Figura 3.14: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 13 m/s

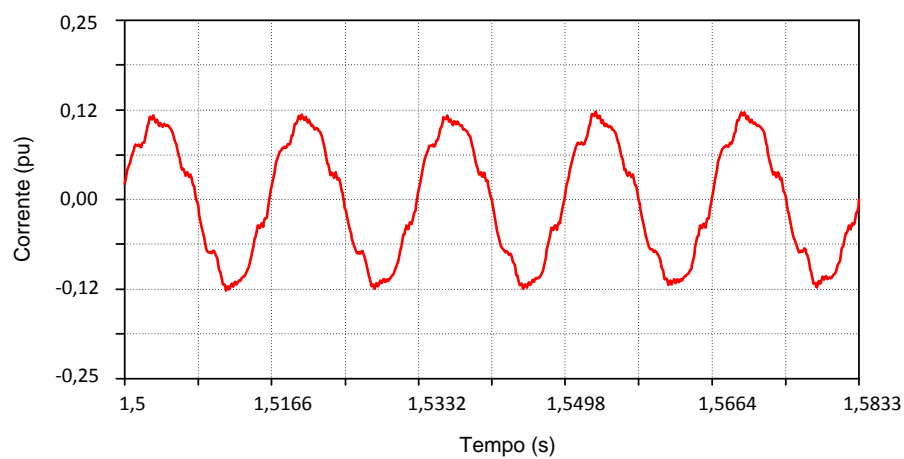


(a) Resultado computacional

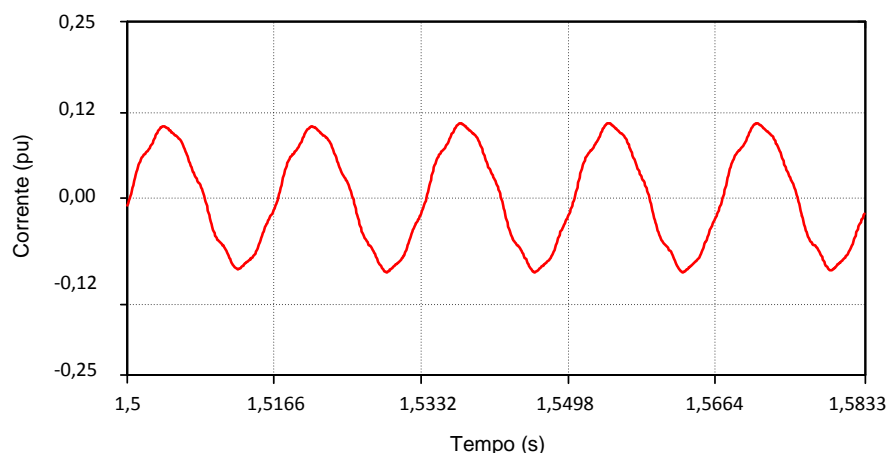


(b) Medição em campo

Figura 3.15: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 10,5 m/s



(a) Resultado computacional



(b) Medição em campo

Figura 3.16: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 6 m/s

A Figura 3.17 mostra os resultados associados à tensão no barramento de corrente contínua para as três situações avaliadas. Uma vez que a fonte primária se mantém constante durante o período de avaliação, a variável em pauta tende a se manter fixa em torno de seu valor de referência. Apenas os resultados computacionais são apresentados devido à impossibilidade de acesso a esta variável durante o processo de medição em campo.

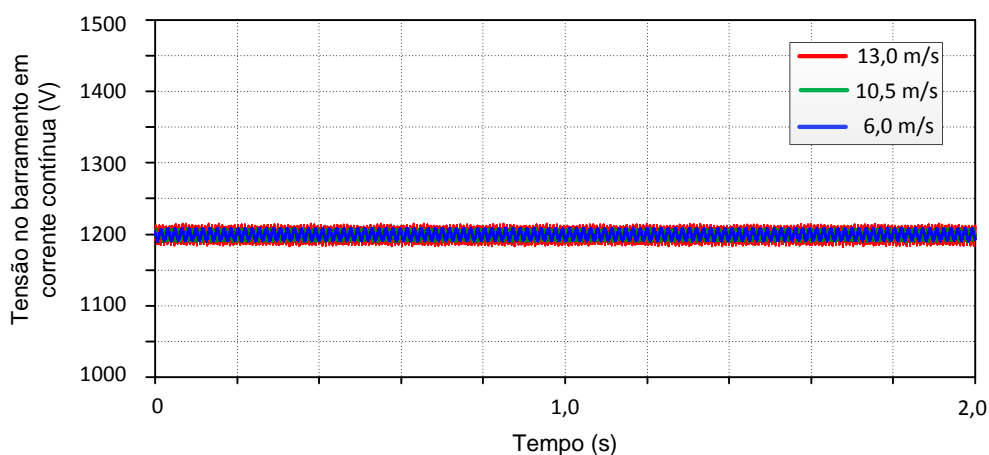


Figura 3.17: Tensão no barramento em corrente contínua – Resultado computacional

Por fim, as Figuras 3.18 e 3.19 apresentam, respectivamente, os desempenhos computacionais relacionados ao comportamento da velocidade mecânica e do coeficiente de potência da turbina eólica para as três condições de carregamento. Tais grandezas tendem a permanecer constantes, uma vez que a

fonte primária não sofre alterações e a estratégia de controle destinada ao conversor *boost* mantém-se com o propósito da extração da máxima potência.

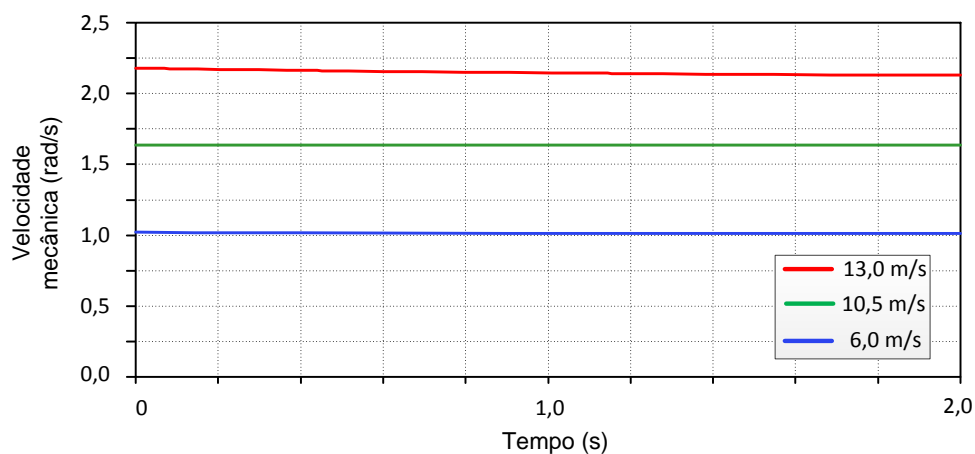


Figura 3.18: Velocidade mecânica – Resultado computacional

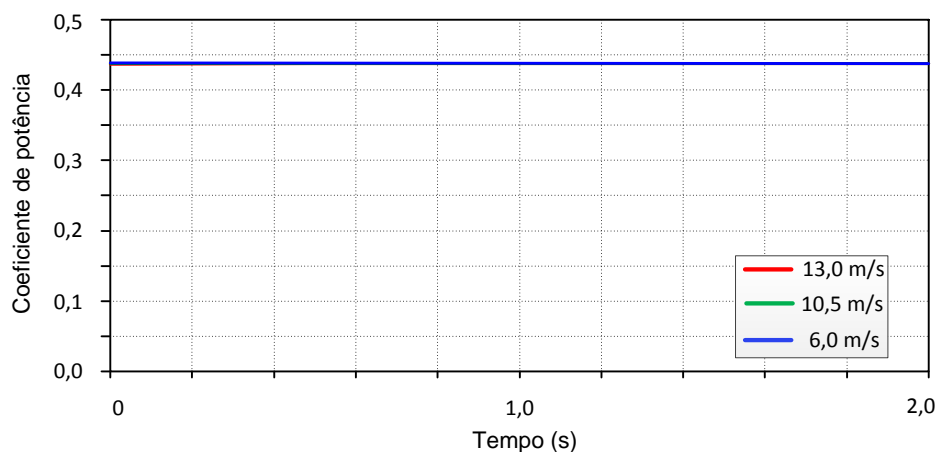


Figura 3.19: Coeficiente de potência – Resultado computacional

3.3.2.2. RESULTADOS PARA O CASO 02

As avaliações realizadas neste caso têm por objetivo demonstrar as potencialidades da modelagem quanto a realização de estudos de desempenho atrelados à operação de complexos eólicos formados por unidades individuais de geração, cada qual com suas particularidades operativas. Como já ressaltado, o complexo em questão se apresenta constituído por 35 aerogeradores, os quais possuem os parâmetros detalhados na Tabela 3.6. A rede de conexão é a mesma já indicada, e o ponto de inserção do parque eólico é a barra 03.

Diante da diversidade de unidades, como indicado na Figura 3.20, foi adotado um processo simplificado quanto a seleção dos perfis dos ventos incidentes. Para tanto utilizou-se das seguintes propriedades:

- Para os 20 primeiros aerogeradores (B-01 à B-20) foi definido o perfil indicado na Tabela 3.8 e ilustrado na Figura 3.21;
- Para o segundo lote de 15 aerogeradores (B-21 à B-35) utilizou-se das informações contidas na mesma Tabela 3.8. As propriedades que distinguem a fonte primária de energia para a presente situação se mostram na forma de alterações nas amplitudes e nos instantes de ocorrência, como evidenciado na Figura 3.21

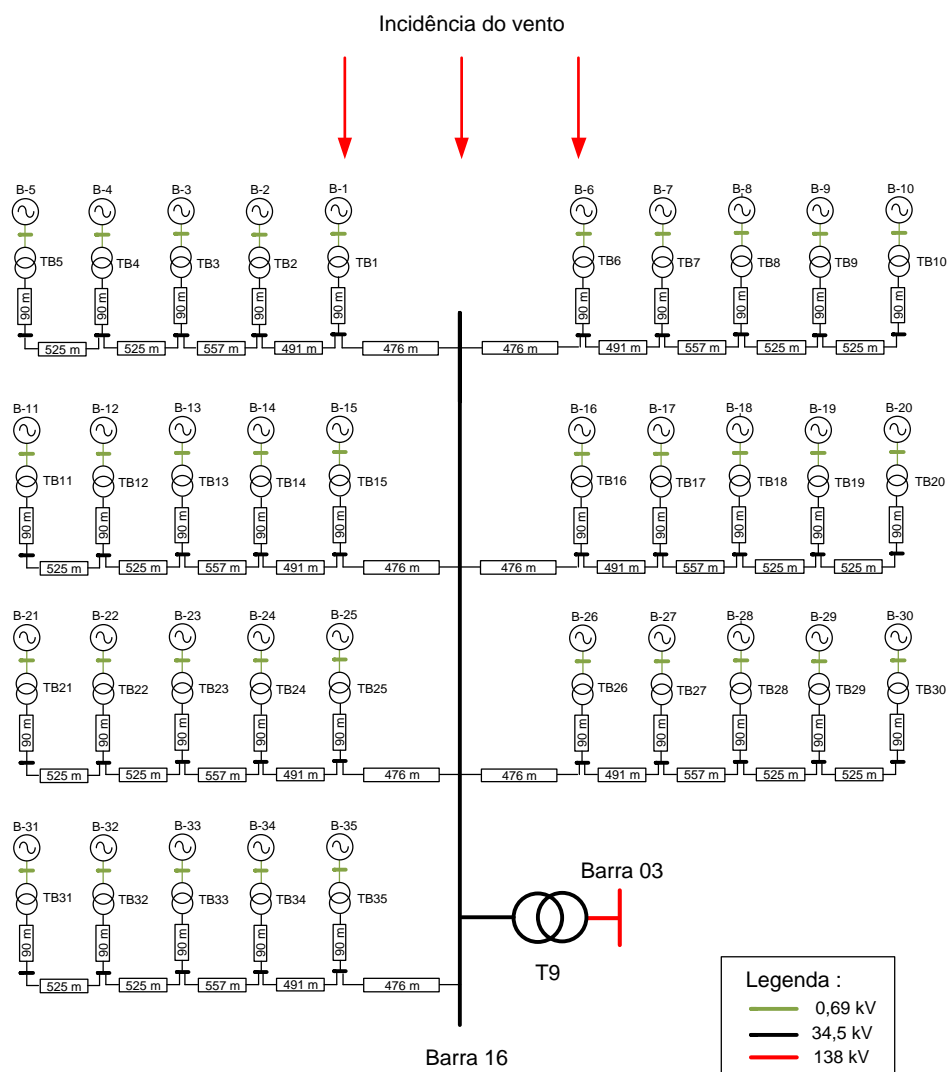


Figura 3.20: Diagrama unifilar do parque eólico

Tabela 3.8: Condições adotadas para a fonte primária

| Aerogeradores | Componente | Velocidade (m/s) | Instante de início (s) | Duração (s) | Taxa de variação (m/s ²) |
|---------------|------------|------------------|------------------------|-------------|--------------------------------------|
| B1 a B20 | Base | 13 | 0,0 | 8,0 | 0,0 |
| | Rajada | -7 | 2,0 | 6,0 | -3,5 |
| | Ruído | Aleatório | 0,0 | 8,0 | Aleatório |
| B21 a B 35 | Base | 11 | 0,0 | 8,0 | |
| | Rajada | -4 | 5,0 | 9,0 | |
| | Ruído | Aleatório | 0,0 | 8,0 | Aleatório |

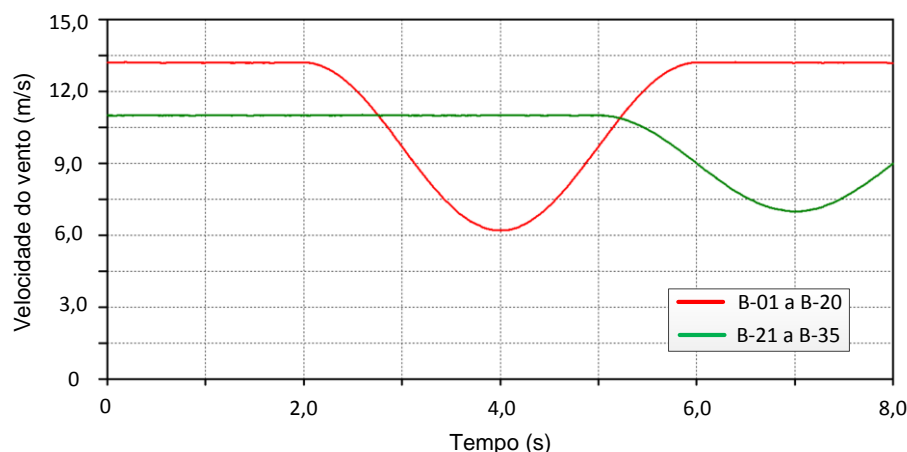


Figura 3.21: Perfil do vento – Caso 02

À luz dos fatos anteriores, a Figura 3.22 apresenta o perfil do fluxo de potência ativa e reativa existente entre o parque eólico e o ponto de conexão. Verifica-se que, antes da imposição da rajada, o parque eólico produzia em torno de 56 MW, variável esta que atinge níveis da ordem de 22 MW em função das alterações adotadas para o vento e de sua respectiva incidência nas turbinas do complexo.

No que tange a potência reativa, muito embora a operação com fator de potência unitário tenha sido escolhida para os aerogeradores, constata-se que o complexo eólico fornece cerca de 4 MVar à rede elétrica em regime permanente. Isto se deve, sobremaneira, aos parâmetros das redes interna e de conexão, e não pela geração de reativos por parte dos aerogeradores. Também, destaca-se que, durante as variações de fornecimento de potência ativa, há uma inversão no fluxo de potência reativa, a qual está associada, mais uma vez, ao desempenho da rede interna e de conexão.

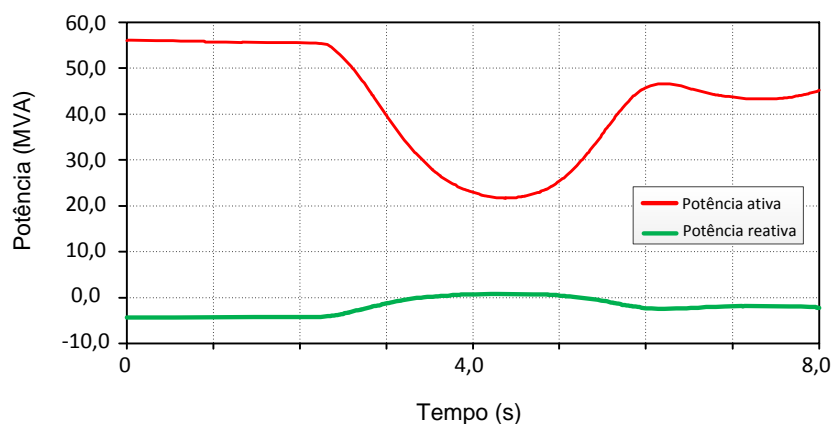


Figura 3.22: Fluxo de potência ativa e reativa entre o parque eólico e rede elétrica – Caso 02

A Figura 3.23 apresenta o comportamento da tensão eficaz no ponto de conexão do parque em função das condições adotadas para o presente estudo. Evidencia-se que o carregamento imposto pelo complexo impacta no perfil de tensão do PAC, de forma a ocasionar variações da ordem de 3% nesta grandeza. Este aspecto será explorado no próximo capítulo, o qual apresenta as bases para o mecanismo de regulação de tensão.

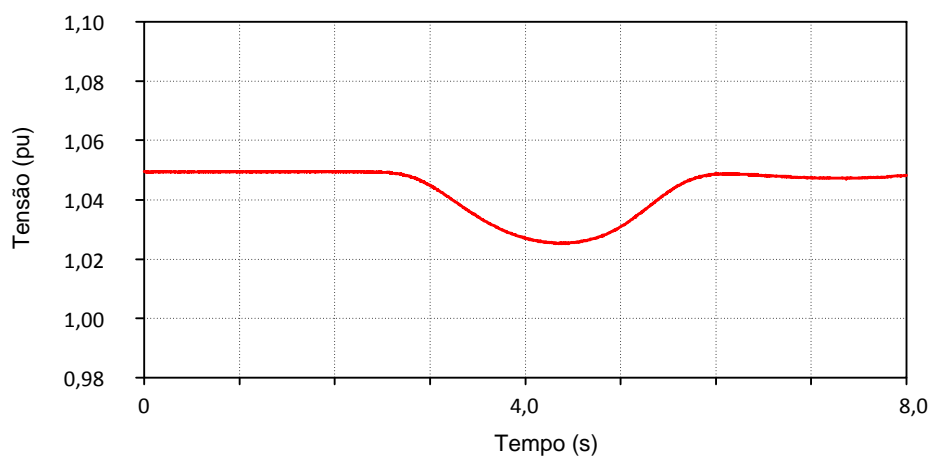
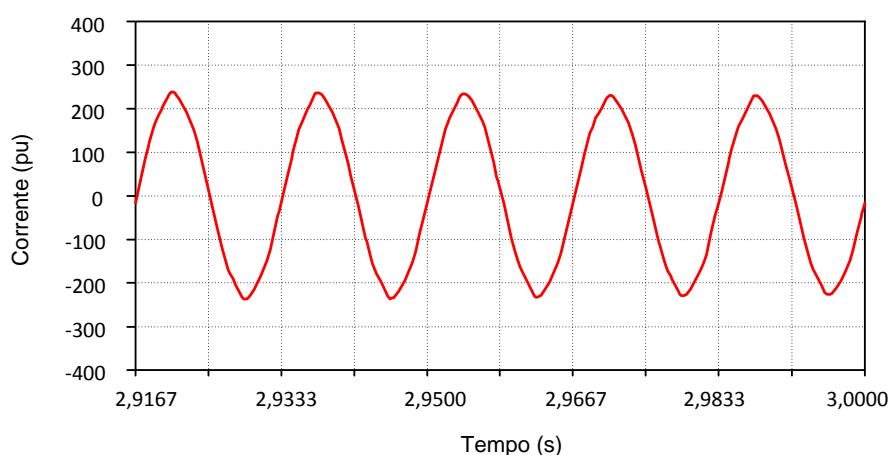


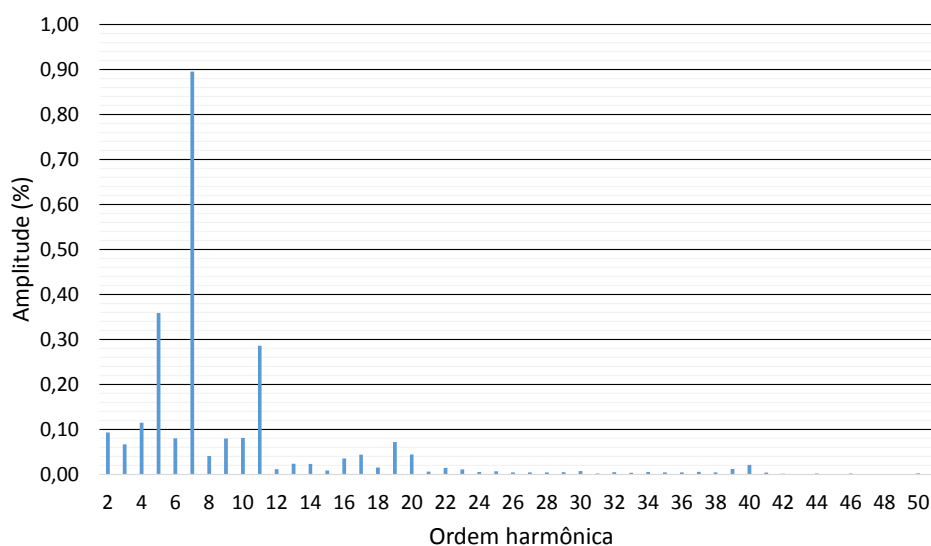
Figura 3.23: Perfil da tensão eficaz no ponto de acoplamento – Caso 02

Com vistas a ilustrar as potencialidades dos modelos propostos para a avaliação dos impactos sobre os indicadores de qualidade, a Figura 3.24 apresenta a forma de onda e o espectro de frequência da corrente injetada pelo sistema eólico na rede elétrica, para um momento específico do período de avaliação. Esta grandeza reflete a composição das correntes individuais produzidas por cada

unidade, levando-se em consideração a topologia da rede interna e as condições de geração do complexo. Assim, evidencia-se a existência de componentes harmônicas de baixa ordem, notadamente as de 5^a, 7^a e 11^a, conforme abordado em diferentes relatos, a exemplo de (EMANUEL et al., 2009) e (SHUN; QIAOHUI; WEI-JEN, 2012). No que se refere a questão das distorções harmônicas ora reportadas vale ressaltar que o assunto será objeto de detalhadas considerações nesta pesquisa, como contemplado no Capítulo V.



(a) Forma de onda



(b) Espectro de frequências

Figura 3.24: Corrente injetada na rede de conexão – Caso 02

De forma complementar, a Figura 3.25 apresenta as características da tensão no PAC, a qual reflete, no que tange às distorções harmônicas, à combinação da corrente e impedância harmônica para a condição operacional avaliada.

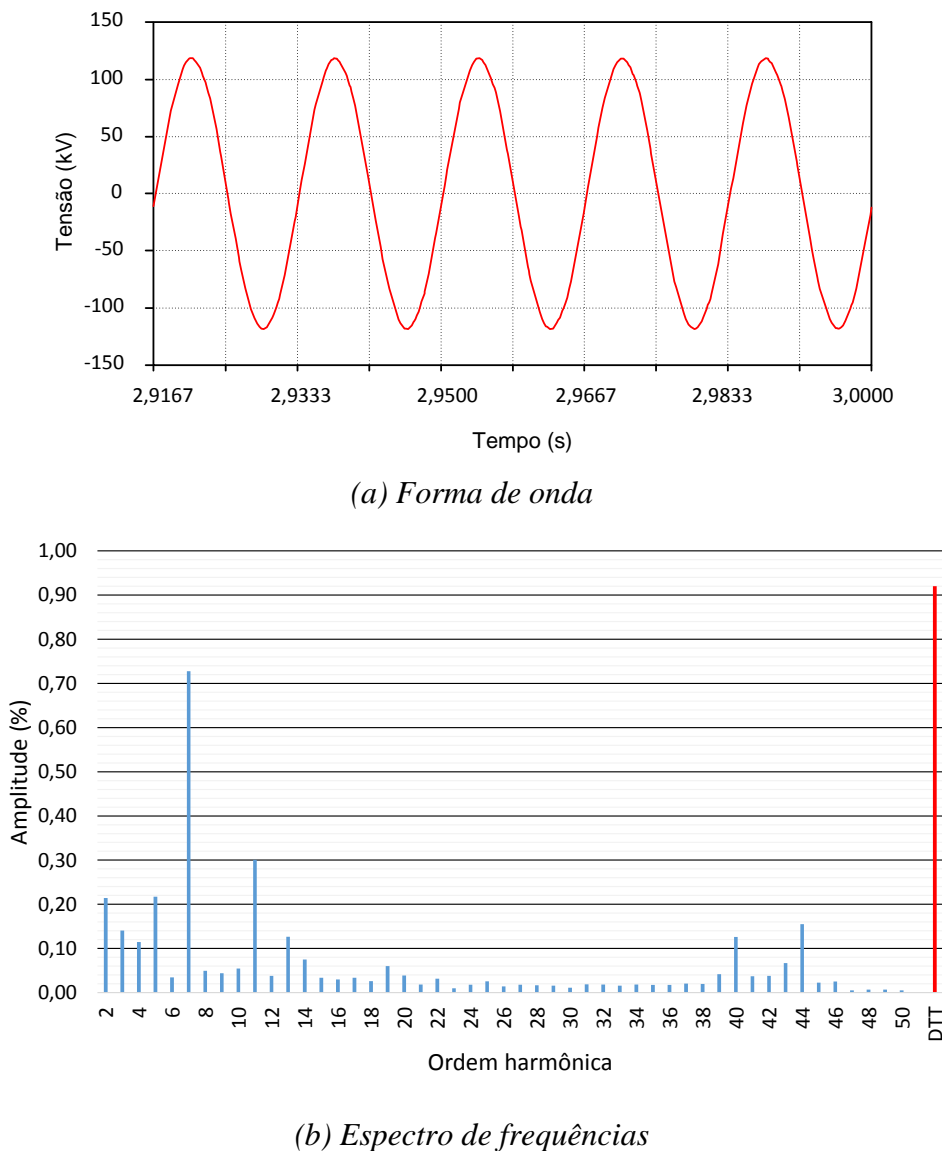


Figura 3.25: Tensão no PAC – Caso 02

Objetivando oferecer maiores informações sobre as propriedades de cada um dos aerogeradores, a Figura 3.26 apresenta o fluxo de potência ativa e reativa da máquina B-01. O vento incidente sobre esta unidade de geração implica em uma produção máxima de 2 MW, atingindo níveis da ordem de 200 kW quando das variações da fonte primária. Quanto à potência reativa, conforme evidenciado na

figura, os aerogeradores operam com fator de potência unitário, portanto, com potência reativa nula.

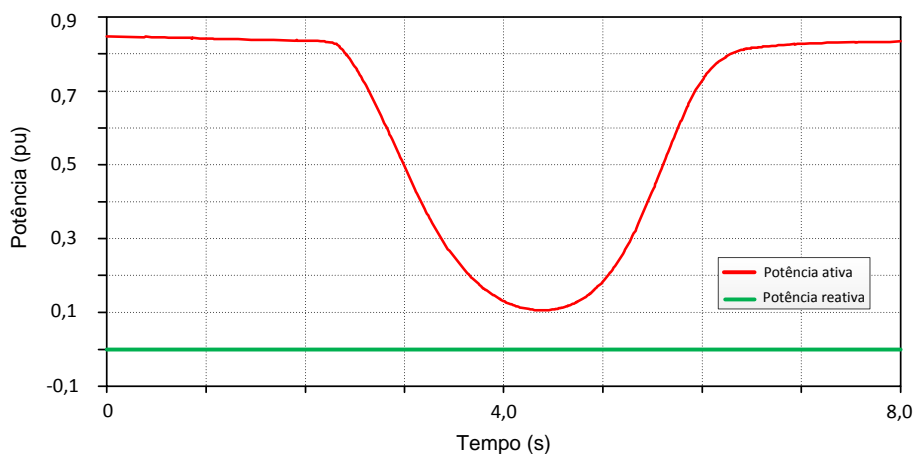


Figura 3.26: Fluxo de potência ativa e reativa associado com um aerogerador específico – Caso 02

Complementarmente, a Figura 3.27 apresenta as correntes de eixo direto e em quadratura da referida unidade de geração individual. Estas variáveis estão em consonância com o fluxo de potência anteriormente obtido.

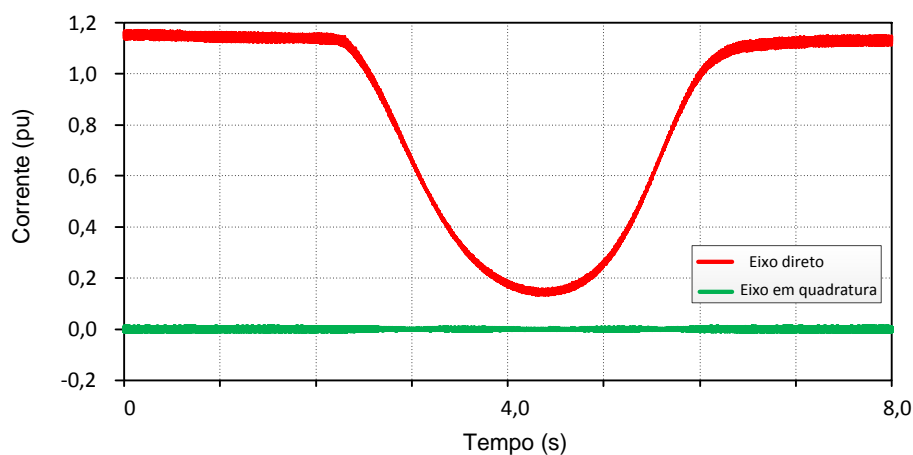


Figura 3.27: Corrente de eixo direto e quadratura de um aerogerador específico – Caso 02

Ainda, a Figura 3.28 apresenta a tensão no barramento de corrente contínua para a condição operacional avaliada. Esta grandeza permanece constante e em torno de seu valor de referência, independente das condições da fonte primária, implicando, pois, que toda a energia produzida pela máquina síncrona é transferida para a rede elétrica.

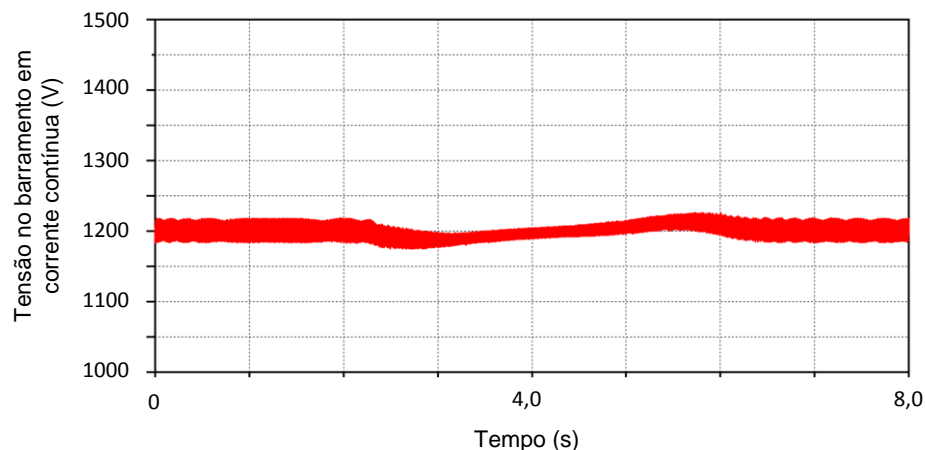


Figura 3.28: Tensão no barramento de corrente contínua de um aerogerador específico – Caso 02

Por fim, em relação à turbina eólica, as Figuras 3.29 e 3.30 apresentam, respectivamente, o comportamento da velocidade mecânica e do coeficiente de potência. As oscilações nos valores do coeficiente de potência estão associadas ao comportamento do algoritmo MPPT utilizado neste trabalho. Dessa maneira, considerando que o mesmo não realiza medições diretas da velocidade do vento, as novas condições de máxima transferência de potência somente são atingidas após a dinâmica associada à inércia da turbina eólica.

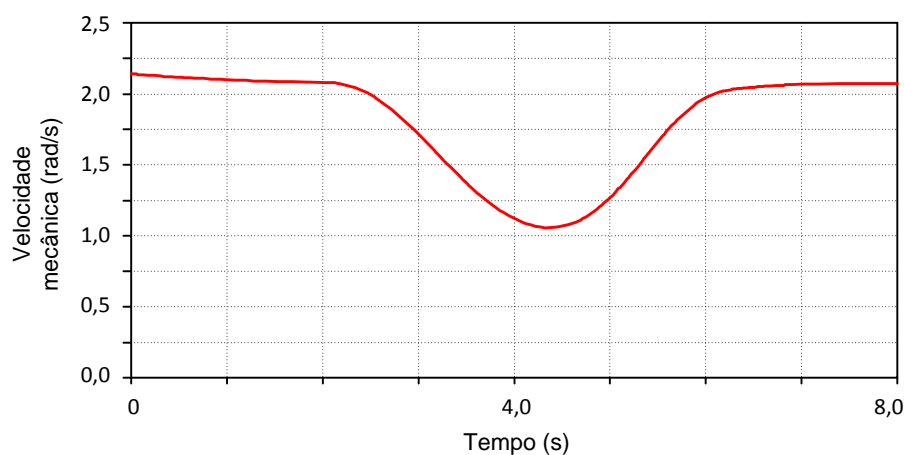


Figura 3.29: Velocidade mecânica da turbina – Caso 02

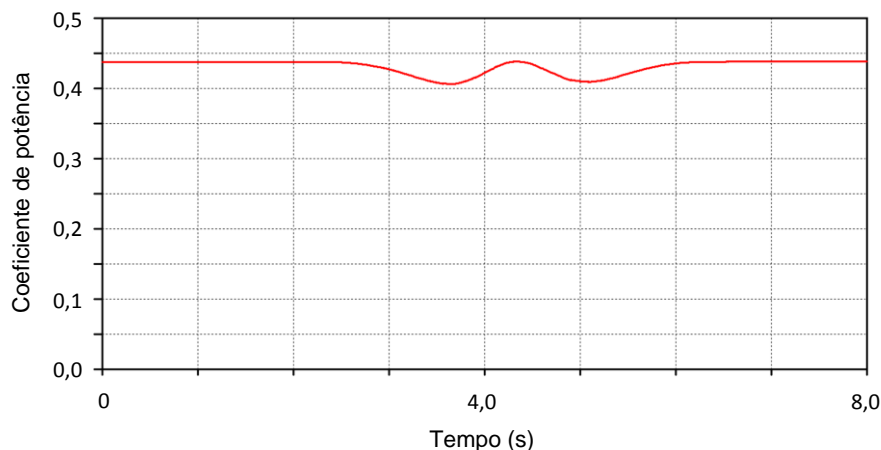


Figura 3.30: Coeficiente de potência da turbina – Caso 02

3.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo foi centrado na proposição de uma estratégia para a implementação computacional dos modelos equivalentes do aerogerador, e seus respectivos controles, na plataforma ATP. Como visto, a lógica estabelecida se apoiou na utilização de recursos preexistentes nas bibliotecas do referido aplicativo, bem como no emprego da linguagem MODELS. Dessa maneira, a adequação do modelo exigiu um conjunto de particularidades e procedimentos, os quais foram detalhados no texto, culminando na proposta aqui consolidada e inserida no referido *software*.

Visando a realização de investigações voltadas para a ratificação do modelo elaborado e disponibilizado pelo mencionado aplicativo computacional, foram, conduzidos, sequencialmente, trabalhos de simulação associados ao desempenho de parques eólicos. Assim, foi possível avaliar criticamente a aderência dos resultados computacionais ao desempenho físico esperado para tais complexos, sob condições operacionais diversas. Foram adotados dois casos para os estudos, um associado com um único aerogerador e outro relativo a operação conjunta de 35 unidades de geração, com destaque para a incidência de ventos com características distintas para cada conjunto de máquinas.

Os desempenhos obtidos computacionalmente para o denominado Caso 1 foram correlacionados com informações derivadas de medições diretas conduzidas em campo. Assim procedendo, foi possível constatar uma boa aderência do modelo desenvolvido, embora nem todas as características operacionais puderam ser monitoradas. Quanto ao Caso 2, as análises feitas ficaram centradas no campo teórico, visto a inexistência de um banco de dados para a realização de comparações nos termos realizados anteriormente.

Tendo em vista os resultados obtidos neste capítulo, as seguintes considerações pontuais se apresentam como constatações sobre a eficácia do processo e da modelagem estabelecida:

- A estratégia proposta para a modelagem dos sistemas de conversão de energia eólica a máquina síncrona na plataforma ATP se mostra condizente com recursos disponibilizados e permite, por consequência, a reprodução de diversos fenômenos dinâmicos e transitórios relacionados à operação destes complexos;
- No que tange aos resultados computacionais, estes se apresentam, sob o ponto de vista qualitativo, com boa correlação com o desempenho físico esperado;
- Deve-se reconhecer, todavia, que a análise comparativa entre grandezas computacionais e experimentais visa, tão somente, a análise crítica do comportamento dos modelos, uma vez que os parâmetros representativos das unidades de geração e utilizados nas simulações foram obtidos a partir de outros trabalhos existentes na literatura. Portanto, ainda existe a carência dos parâmetros internos reais do aerogerador para a validação dos modelos implementados.

Capítulo IV

ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO PARA OS AEROGERADORES VISANDO A REGULAÇÃO DE TENSÃO

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Uma vez avaliado o desempenho dos modelos computacionais das unidades de geração eólica, este capítulo tem por objetivo apresentar uma estratégia operacional para a unidade inversora do aerogerador visando, sobretudo, o cumprimento da sua função básica associada com o fornecimento de potência ativa e, concomitantemente, o intercâmbio otimizado da potência reativa almejando a participação da geração eólica no processo da regulação da tensão de curta e longa duração. Este procedimento consiste no estabelecimento de um mecanismo para a definição dinâmica dos valores de referências para a malha de controle destinada ao ajuste do fluxo de potência reativa, de forma que cada aerogerador contribua, dentro de seus limites operacionais, para a regulação de tensão. Assim, a metodologia proposta permite a inclusão de funcionalidades, no que tange ao fluxo de potência reativa, encontradas comercialmente nos dispositivos STATCOM.

À luz das premissas postas, o presente capítulo se apresenta com os seguintes pontos focais:

- Apresentação dos fundamentos matemáticos relativos às variações de tensão em regime permanente em redes elétricas, tendo em vista a definição das variáveis de controle para mitigação destes fenômenos;
- Proposição de uma estratégia de controle destinada à regulação de tensão via ajuste do fluxo de potência reativa, tendo em vista que os aerogeradores incluam funcionalidades semelhantes aos dispositivos STATCOM;
- Realização e discussão de estudos computacionais para a avaliação de desempenho da metodologia, sob condições operacionais nominais e situações anômalas.

4.2. FUNDAMENTOS SOBRE AS VARIAÇÕES DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

Um dos impactos associados a integração de gerações eólicas às redes elétricas se caracteriza pela alteração do perfil de tensão em regime permanente. De fato, como é classicamente conhecido, a correlação entre o fluxo de potência ativa e reativa e a característica R/X (resistência/reatância) do ponto de acoplamento são variáveis diretamente relacionadas ao comportamento da tensão em uma rede elétrica.

De forma a ilustrar a problemática, a Figura 4.1 apresenta um diagrama unifilar simplificado da conexão de um parque eólico. Nesta, o parque eólico é representado por uma fonte de corrente equivalente, uma vez que os mecanismos de controle da unidade inversora, em frequência fundamental, tendem a regular sua corrente de saída. Tal fonte de corrente está associada às impedâncias \dot{Z}_I , \dot{Z}_T e \dot{Z}_R , referentes, respectivamente, à rede interna do parque eólico, ao transformador da subestação coletora e ao equivalente da rede elétrica.

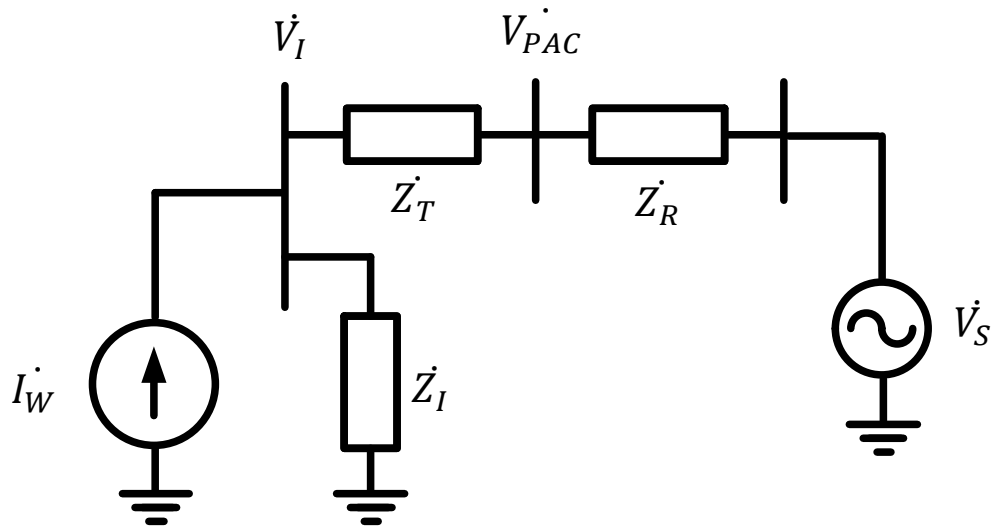


Figura 4.1: Diagrama unifilar da rede equivalente, em frequência fundamental

Nestas condições, a tensão no ponto de acoplamento do parque eólico é calculada por (4.1), a qual relaciona as grandezas supracitadas.

$$\dot{V}_{PAC} = \frac{\dot{Z}_T + \dot{Z}_I}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_T + \dot{Z}_I} \dot{V}_S + \frac{\dot{Z}_R \dot{Z}_I}{\dot{Z}_R + \dot{Z}_T + \dot{Z}_I} \dot{I}_W \quad (4.1)$$

onde: \dot{V}_{PAC} é a tensão no ponto de acoplamento; \dot{I}_W é a corrente produzida pelo parque eólico; \dot{V}_S é a tensão do equivalente da rede elétrica.

A Figura 4.2 ilustra a correspondência entre as variações de tensão em regime permanente e os diferentes carregamentos impostos pelo parque eólico, tendo em vista que a rede de conexão assume diferentes cenários operacionais. Dessa maneira, uma vez que a compensação de potência reativa pelo complexo de geração não é realizada, constata-se violações dos limites em diversas situações. Tal avaliação está associada a um sistema com as seguintes características:

- PAC: nível de curto-circuito de 200 MVA, 80°, 138 kV;
- Transformador coletor: 34,5 kV/138 kV, 70 MVA, $Z\% = 10\%$;
- Rede interna: $\dot{Z}_I = 736,1 \angle -89^\circ \Omega$, 34,5 kV.

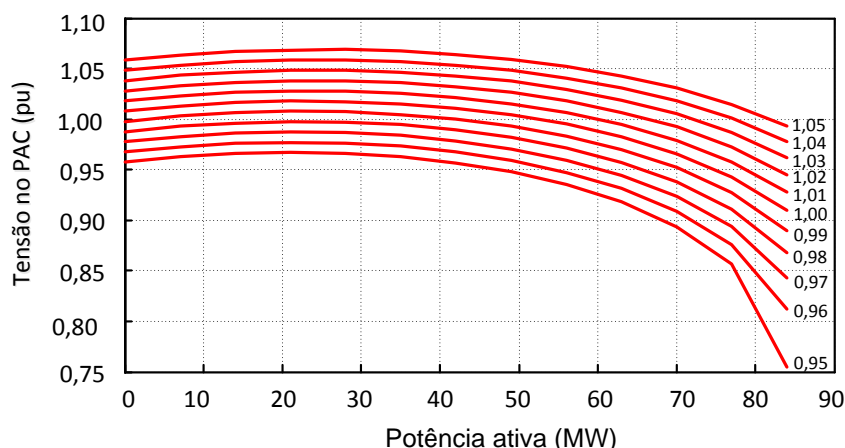


Figura 4.2: Tensão no PAC em função da potência produzida pelo parque eólico

4.3. ESTRATÉGIA PARA A COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

A definição dos valores de referência para a malha de ajuste do fluxo de potência reativa proposta neste trabalho se baseia no tradicional controle *droop* relatado em (KATIRAEI; IRAVANI, 2006). A utilização desta metodologia para o controle de inversores tem sua origem na aplicação destes equipamentos como mecanismos de suprimento de energia em sistemas isolados da rede elétrica ou em micro redes, possibilitando, desta forma, que estes dispositivos reproduzam um comportamento dinâmico semelhante às tradicionais gerações síncronas e seus reguladores (COELHO; CORTIZO; GARCIA, 2002). Nesse sentido, as relações de potência ativa e reativa com frequência e tensão, respectivamente, podem ser emuladas pelo sistema de controle do conversor.

A implementação do controle em *droop* pode ser realizada por uma das estratégias abaixo descritas:

- *droop* direto: neste caso, o sistema de controle deve realizar a medição de variações de potência ativa e reativa existente no sistema e, por conseguinte, determinar a frequência e tensão de referência a ser sintetizada nos terminais de saída do inversor;

- *droop* indireto: nesta situação, os controladores operam de forma inversa, e a filosofia seguida se baseia na medição das variações de frequência e tensão no ponto de interesse e o consequente despacho de potência ativa e reativa.

Tendo em vista que o presente trabalho tem por objetivo a estruturação de um mecanismo que viabilize a operação de uma unidade eólica, em termos de fornecimento de potência reativa, de forma semelhante aos dispositivos STATCOM (CAÑIZARES et al., 2003; SINGH et al., 2009), o sistema de compensação indireta será utilizado para definir as referências para a malha de controle do fluxo de potência reativa. Assim, uma vez detectadas as variações de tensão, em frequência fundamental, no ponto de acoplamento da unidade eólica, o despacho de potência reativa será determinado pela curva similar à apresentada na Figura 4.3, a qual reflete as características operacionais de um STATCOM.

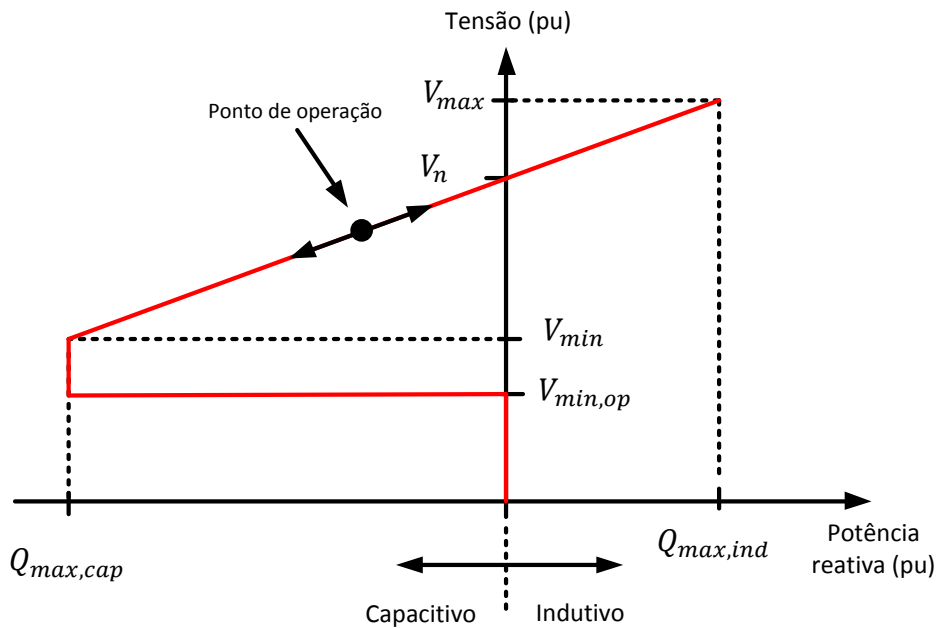


Figura 4.3: Característica droop utilizada

Genericamente, a equação (4.2) define o comportamento de um sistema controlador do tipo *droop*.

$$V_{PAC} - V_n = K_v(Q_{ref} - Q_n) \quad (4.2)$$

onde: Q_{ref} é a potência reativa usada como referência pela malha de controle; V_n é a tensão nominal no ponto de acoplamento; Q_n é a potência reativa a ser produzida para a tensão nominal; K_v é o ganho da curva *droop*.

Tendo em vista que as condições nominais para fornecimento de potência reativa são dadas por $V_n = 1 \text{ pu}$ e $Q_n = 0 \text{ pu}$, tem-se, em (4.3), o princípio que norteia o mecanismo para obtenção das referências para a malha de controle em pauta. Adicionalmente, o cálculo da constante K_v é realizado por (4.4), a qual considera a faixa de variação da tensão no ponto de acoplamento, bem como os valores máximos para o fluxo de potência reativa. Nesse particular, deve-se destacar que a unidade inversora possui uma maior capacidade para o fornecimento de potência reativa, uma vez que a operação em regimes de subtensão implica em uma redução no suprimento de potência ativa. Por consequência, o conversor propicia um melhor suporte à rede elétrica e não opera em sobrecarga.

$$Q_{ref} = \frac{V_{PAC} - V_n}{K_v} \quad (4.3)$$

$$K_v = \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_{max,cap} + Q_{max,ind}} \quad (4.4)$$

onde: V_{max} é a máxima tensão no ponto de acoplamento; V_{min} é a mínima tensão no ponto de acoplamento; $Q_{max,cap}$ limite para a potência reativa capacitiva do conversor; $Q_{max,ind}$ limite para a potência reativa indutiva do conversor.

Outro aspecto relacionado à definição dos valores de referência para o suprimento de potência reativa se caracteriza por situações operacionais em que os níveis de tensão no ponto de acoplamento do aerogerador são inferiores à V_{min} . Sob tais condições, verifica-se que toda a capacidade do conversor do lado da rede é empregada para o fornecimento de potência reativa, tendo em vista o suporte de tensão do sistema. Para níveis de tensão inferiores a $V_{min,op}$, a estratégia de controle interrompe o fornecimento de potência reativa, de forma a não contribuir

para correntes de curto-circuito. Quando isto ocorre, deve-se ressaltar que as unidades eólicas permanecem conectadas ao sistema elétrico, sem suprir, todavia, potência reativa.

Uma característica inerente à estratégia para o controle de tensão se constitui no estabelecimento de uma faixa operacional para o fator de potência no ponto de conexão do parque eólico. Tal variável é de suma importância, visto sua associação com os limites de absorção/fornecimento de potência reativa, e respectiva influência no projeto das unidades inversoras dos aerogeradores (ULLAH; BHATTACHARYA; THIRINGER, 2009). Com tais premissas em foco, a partir das variações de tensão ocasionadas no ponto de acesso pelo complexo de geração, pode-se determinar as condições de compensação reativa a serem realizadas pelos aerogeradores.

Tomando-se por base a equação (4.1), pode-se obter (4.5), (4.6), (4.7) e (4.8), as quais descrevem o fluxo de potência no sistema elétrico equivalente da Figura 4.1. A faixa de fator de potência é obtida com base na resolução destas equações, considerando que a tensão no barramento de conexão deve permanecer em seu valor nominal, independentemente das condições de geração do parque eólico e tensão da rede.

$$P + \frac{V_{PAC}V_I}{Z_T}\cos(\theta_{PAC} - \theta_I - \theta_T) - \frac{V_I^2}{Z_I}\cos(-\theta_I) - \frac{V_I^2}{Z_T}\cos(-\theta_T) = 0 \quad (4.5)$$

$$Q - \frac{V_{PAC}V_I}{Z_T}\sin(\theta_{PAC} - \theta_I - \theta_T) + \frac{V_I^2}{Z_I}\sin(-\theta_I) + \frac{V_I^2}{Z_T}\sin(-\theta_T) = 0 \quad (4.6)$$

$$\frac{V_S}{Z_R}\cos(\theta_S - \theta_R) - \frac{V_{PAC}}{Z_R}\cos(\theta_{PAC} - \theta_R) - \frac{V_{PAC}}{Z_T}\cos(\theta_{PAC} - \theta_T) + \frac{V_I}{Z_T}\cos(\theta_I - \theta_T) = 0 \quad (4.7)$$

$$\frac{V_S}{Z_R}\sin(\theta_S - \theta_R) - \frac{V_{PAC}}{Z_R}\sin(\theta_{PAC} - \theta_R) - \frac{V_{PAC}}{Z_T}\sin(\theta_{PAC} - \theta_T) + \frac{V_I}{Z_T}\sin(\theta_I - \theta_T) = 0 \quad (4.8)$$

onde: P e Q são as potências ativa e reativas produzidas pelo parque eólico;

4.4. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA PROPOSTA

Uma vez apresentada a filosofia que norteia a definição das referências para a malha de potência reativa, esta seção apresenta resultados de estudos computacionais com vistas a ratificar o comportamento da estratégia sob distintas condições de operação. Para tanto, baseando-se no mesmo complexo elétrico apresentado na seção 3.3, procede-se a estudos investigativos sobre as potencialidades da proposta para a regulação de tensão ora discutida.

4.4.1. CASOS AVALIADOS E RESULTADOS

Quanto aos estudos de casos, dentro de uma vasta gama de condições analisadas, foram selecionados 3 casos para apresentação e discussão nesta tese. Vale observar que cada situação investigada compreende exemplos de operação em que pese a presença e não da estratégia de regulação em foco. São eles:

- **Caso 1:** este analisa o desempenho do método diante de variações do fornecimento de potência ativa pelo parque eólico e objetiva ilustrar a correlação entre as intermitências do vento e seus impactos no perfil de tensão do barramento de conexão;
- **Caso 2:** este estudo tem por meta ressaltar os efeitos dos aerogeradores no que tange a regulação de tensão do barramento de conexão diante de uma súbita inserção e retirada de carga da rede;
- **Caso 3:** por fim, esta investigação busca evidenciar o comportamento do parque eólico quando submetido a um afundamento trifásico de tensões, oriundo de um curto-circuito na rede elétrica. Esta situação, dentre outros aspectos, contempla a suportabilidade da estratégia de controle quando da manifestação de subtensões na rede elétrica e o desempenho do arranjo diante dos critérios definidos em curvas *Low Voltage Ride Through*.

4.4.2. RESULTADOS PARA O CASO 1

Tendo em vista que o parque eólico é constituído por 35 unidades aerogeradoras, a escolha dos ventos incidentes sobre cada turbina culminou nas informações apresentadas na Tabela 4.1 e especificadas na Figura 4.4. Os perfis adotados são semelhantes àqueles apresentados no Capítulo III e possuem as seguintes características:

- Os 20 primeiros aerogeradores (B-01 a B-20) são submetidos ao perfil indicado na Tabela 4.1 e graficamente ilustrado na Figura 4.4;
- Os ventos incidentes no segundo lote de 15 aerogeradores (B-21 a B-35) também estão ilustrados na Tabela 4.1. Os mesmos apresentam alterações nas amplitudes e nos instantes de ocorrência, como evidenciado na mesma Figura 4.4.

Tabela 4.1: Condições adotadas para a fonte primária

| Aerogeradores | Componente | Velocidade (m/s) | Instante de início (s) | Duração (s) | Taxa de variação (m/s ²) |
|---------------|------------|------------------|------------------------|-------------|--------------------------------------|
| B1 a B20 | Base | 13 | 0,0 | 8,0 | 0,0 |
| | Rajada | -7 | 2,0 | 6,0 | -3,5 |
| | Ruído | Aleatória | 0,0 | 8,0 | Aleatória |
| B21 a B 35 | Base | 11 | 0,0 | 8,0 | |
| | Rajada | -4 | 5,0 | 9,0 | |
| | Ruído | Aleatória | 0,0 | 8,0 | Aleatória |

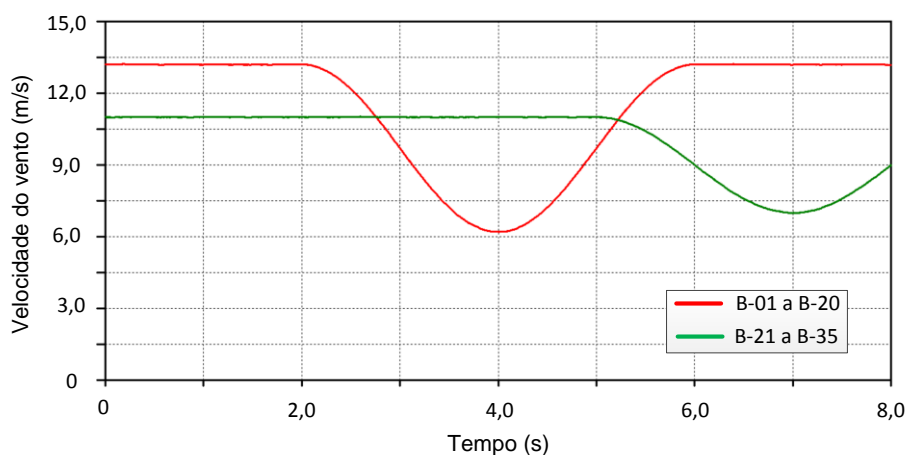


Figura 4.4: Perfil de vento adotado – Caso 01

Como consequência direta desta condição operativa, a Figura 4.5 apresenta as potências ativas injetadas pelo parque eólico na rede elétrica para duas situações: uma primeira em que a estratégia para regulação de tensão está ativada, e uma outra, para a qual o parque eólico opera com fator de potência unitário. Para as duas situações, antes da imposição da rajada, o parque eólico fornece à rede elétrica cerca 55 MW, e, em consonância com as alterações adotadas para a fonte primária, esta variável atinge níveis da ordem de 22 MW.

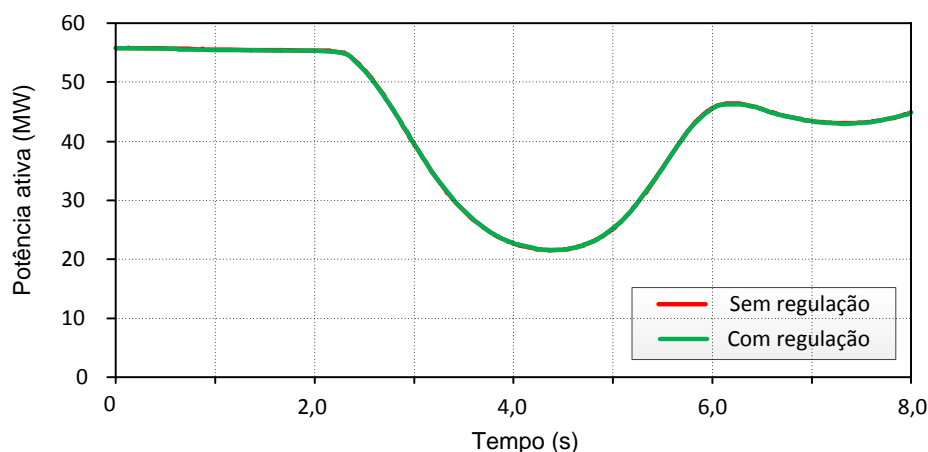


Figura 4.5: Potência ativa produzida pelo parque eólico – Caso 01

Tendo em vista as flutuações dos fluxos das potências ativas caracterizadas anteriormente, a Figura 4.6 apresenta o perfil da tensão no ponto de acoplamento do parque eólico. Este, em consonância com informações constantes no respectivo diagrama unifilar, corresponde ao barramento 03 da rede elétrica.

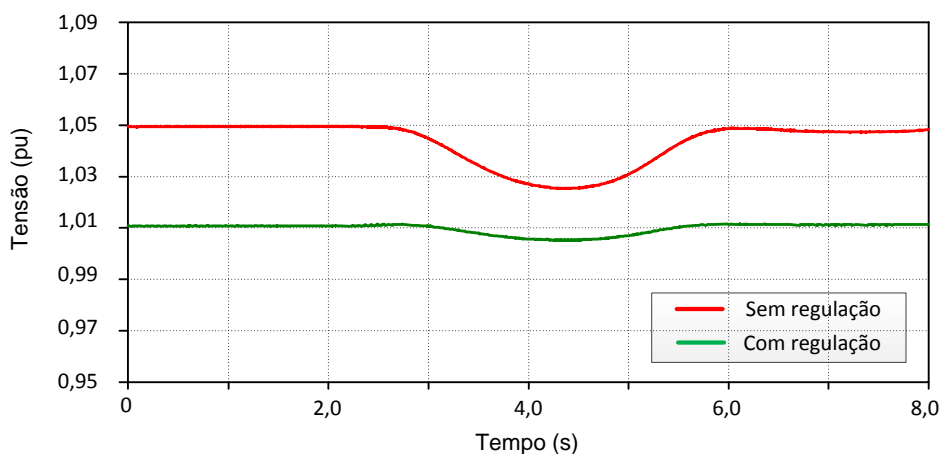


Figura 4.6: Tensão no ponto de acoplamento do parque eólico – Caso 01

Os resultados anteriormente mostrados evidenciam que o perfil das tensões do mencionado barramento sofre alterações em sua magnitude devido, principalmente, as alterações nos carregamentos dos alimentadores do sistema de distribuição em função das condições de geração do complexo. De forma pontual, a comparação da tensão eficaz no ponto de conexão, quando as unidades aerogeradoras operam com controle de tensão e com fator de potência unitário, mostra que:

- antes da ocorrência das alterações do vento, o mecanismo de regulação de tensão proporciona patamares mais próximos aos valores nominais, os quais foram considerados como sendo 1 pu para este estudo;
- durante o período de mudanças no estado da fonte primária, o perfil da tensão para o caso sem regulação indica variações de até 3%, fato este não verificado quando da compensação de potência reativa.

De forma complementar, a Figura 4.7 mostra o fluxo de potência reativa no ponto de conexão para as duas situações consideradas. Tal grandeza possui variações dentro da faixa de fator de potência definida pela legislação.

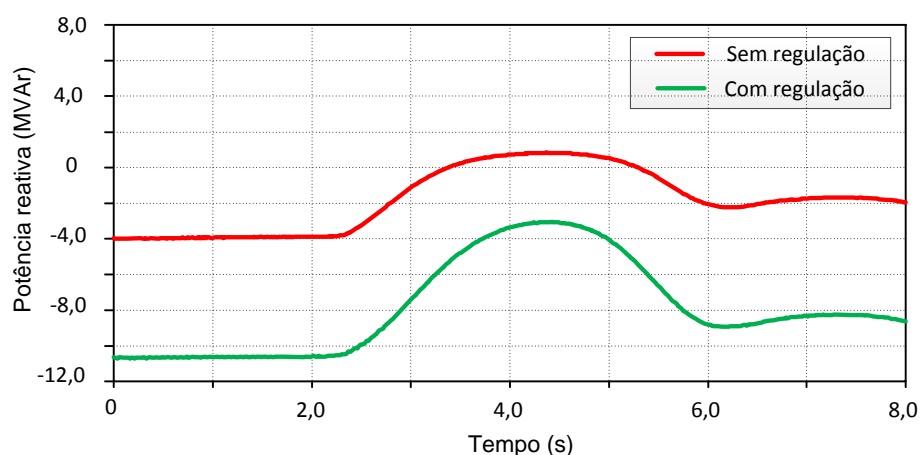


Figura 4.7: Potência reativa produzida pelo parque eólico – Caso 01

Analisando, especificamente, o comportamento de uma das unidades de geração eólica que perfazem o complexo, as Figuras 4.8 e 4.9 mostram,

respetivamente, as potências ativas e reativas fornecidas à rede elétrica, fato este que esclarece que a metodologia proposta proporciona meios para a regulação de tensão de forma descentralizada. Assim, reconhecido que, muitas vezes, um parque eólico ocupa grandes áreas territoriais, fato este determinante para a imposição de distintas condições de geração de energia ativa, fica evidenciado que cada aerogerador contribui com parcelas de potência reativa diferentes, em consonância com suas características operacionais particulares.

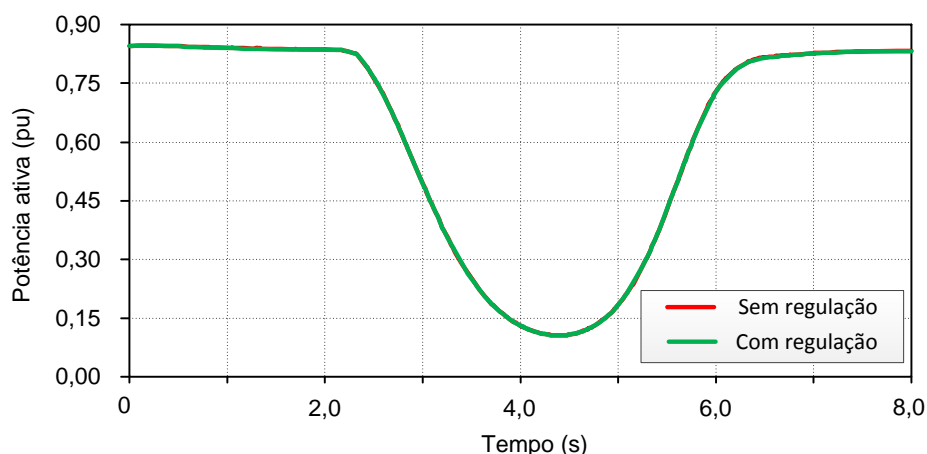


Figura 4.8: Potência ativa produzida por um aerogerador – Caso 01 (Base: 2,35 MVA)

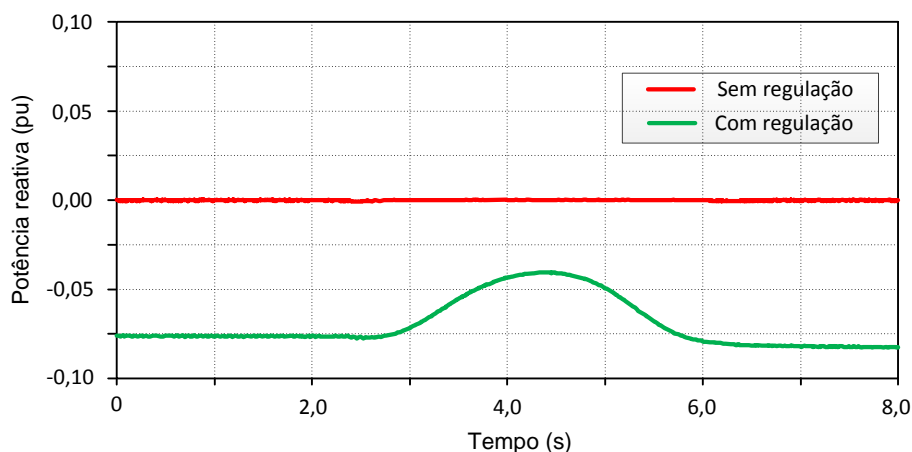


Figura 4.9: Potência reativa produzida por um aerogerador – Caso 01 (Base: 2,35 MVA)

4.4.3. RESULTADOS PARA O CASO 2

Este estudo de caso compreende avaliações do processo de regulação de tensão no ponto de acoplamento do parque eólico diante de variações de carga na

rede de distribuição. Para tanto, uma vez que o sistema se encontra em regime permanente, um montante de 25,0 MW (41% do carregamento original) e de 12,0 MVar (46% do valor original), é imposto subitamente ao barramento 4, conforme ilustrado na Figura 4.10.

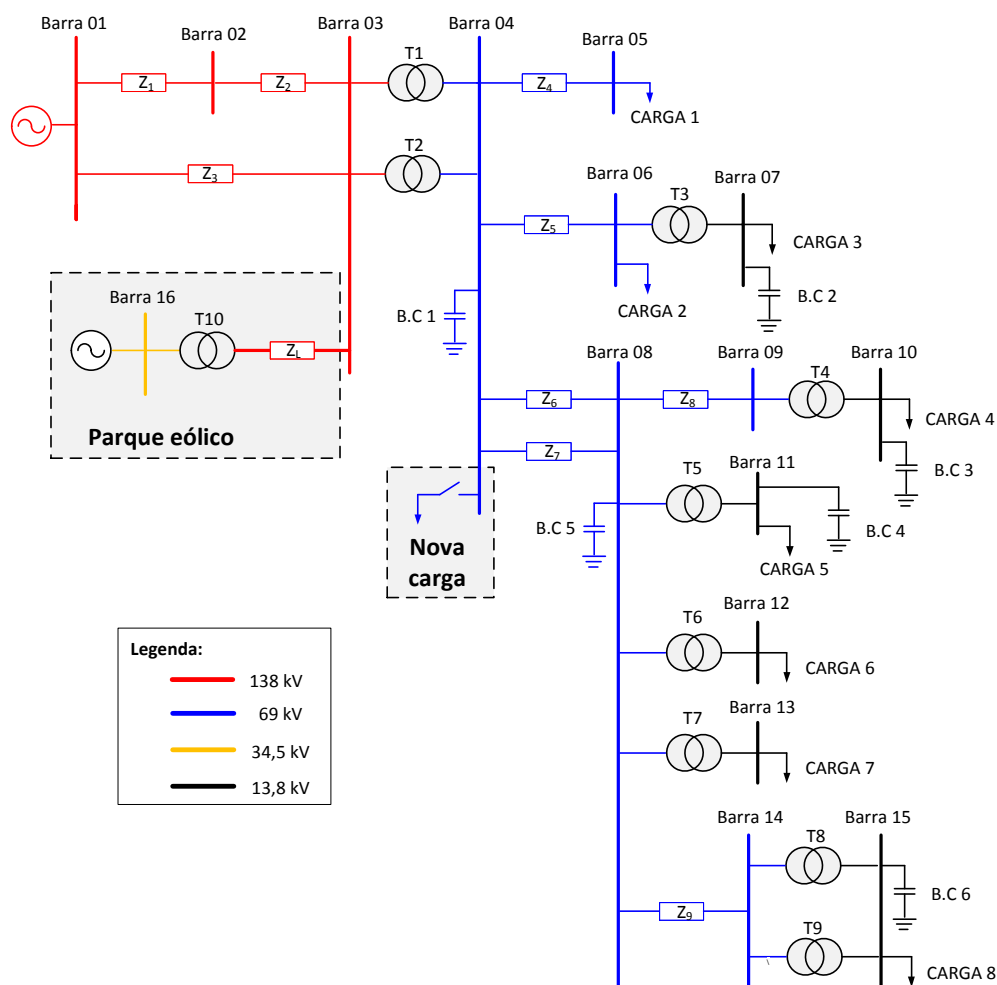


Figura 4.10: Diagrama unifilar do sistema elétrico – Caso 02

As condições de vento adotadas, conforme detalhado na Figura 4.11, se caracterizam por valores base de 13 m/s e 11 m/s, adicionado de ruídos aleatórios, os quais são, respectivamente, aplicados ao lote 1 (B-01 à B-20) e ao lote 2 (B-21 à B-35) de aerogeradores do complexo.

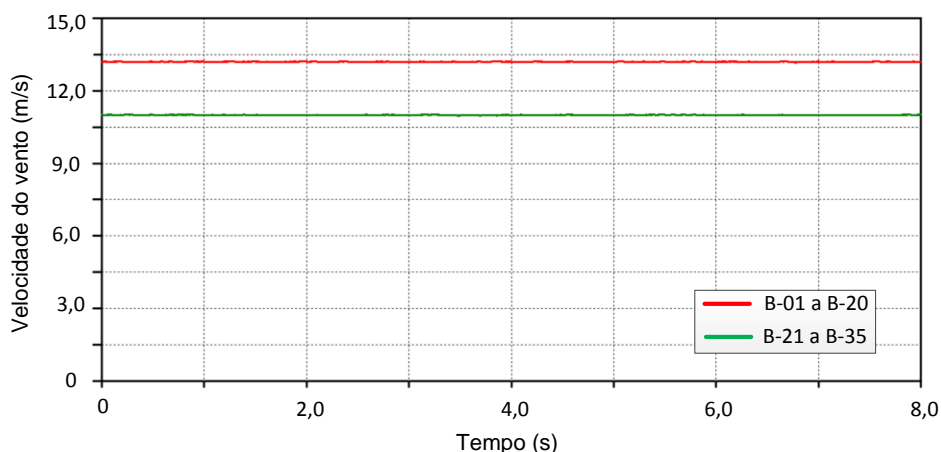


Figura 4.11: Perfil de vento adotado – Caso 02

De acordo com as premissas adotadas, a Figura 4.12 mostra a potência ativa injetada na rede elétrica pelo parque eólico, a qual permanece constante e em torno de 55 MW, para ambas as situações avaliadas.

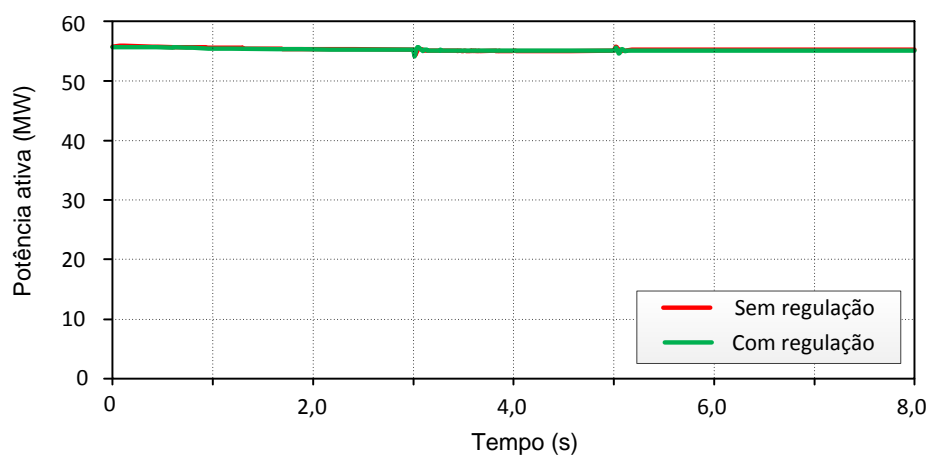


Figura 4.12: Potência ativa produzida pelo parque eólico – Caso 02

A tensão no ponto de acoplamento do parque eólico pode ser observada na Figura 4.13. Como indicado, a conexão súbita da carga supra informada ocorre no instante 3 segundos, e sua desconexão acontece no instante definido por 5 segundos. À luz das condições operacionais impostas, pode-se observar que:

- A tensão em regime permanente, para a situação em que o regulador de tensão se encontra ativado, apresenta, como esperado, patamares mais próximos dos valores de referência, devido à compensação de potência reativa proporcionada pelo parque eólico;

- Os impactos da conexão da carga no sistema são mitigados a partir da compensação de potência reativa realizada pelo parque eólico. Assim, o perfil de tensão do sistema permanece em níveis adequados quando o mecanismo de regulação de tensão está ativado;
- Quando da desconexão da carga, um novo ponto de operação, no que tange à potência reativa, é encontrado, de tal maneira a mitigar a elevação de tensão.

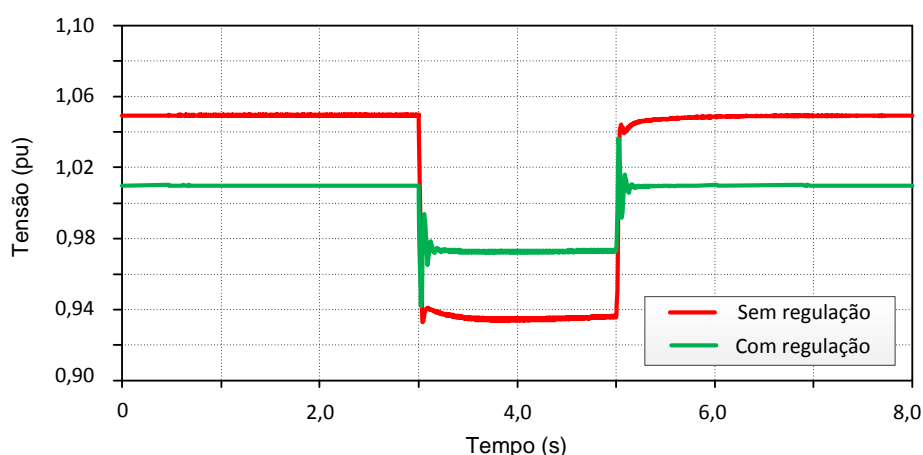


Figura 4.13: Tensão no ponto de acoplamento do parque eólico – Caso 02

As correspondentes potências reativas fornecidas pelo parque eólico são apresentadas na Figura 4.14. O perfil expressa o comportamento desta grandeza em virtude das alterações ocorridas na rede de distribuição.

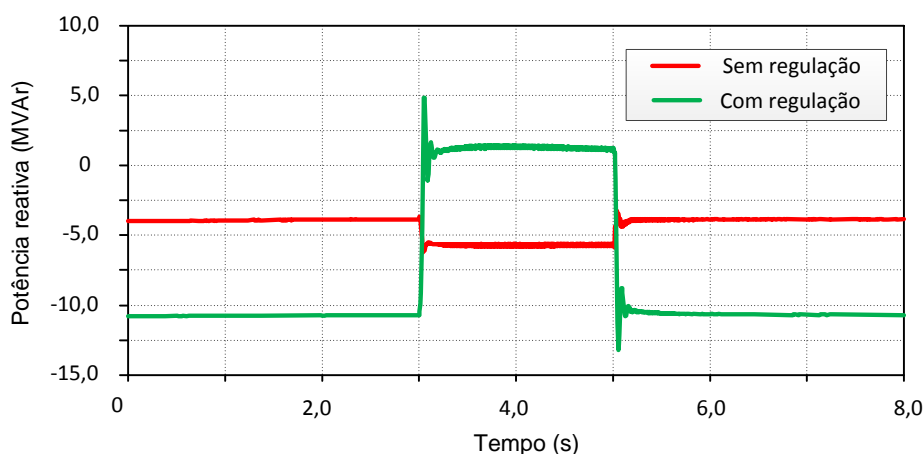


Figura 4.14: Potência reativa produzida pelo parque eólico – Caso 02

No que tange as unidades individuais, as Figuras 4.15 e 4.16 detalham, respectivamente, as potências ativas e reativas fornecidas por um dos aerogeradores do complexo.

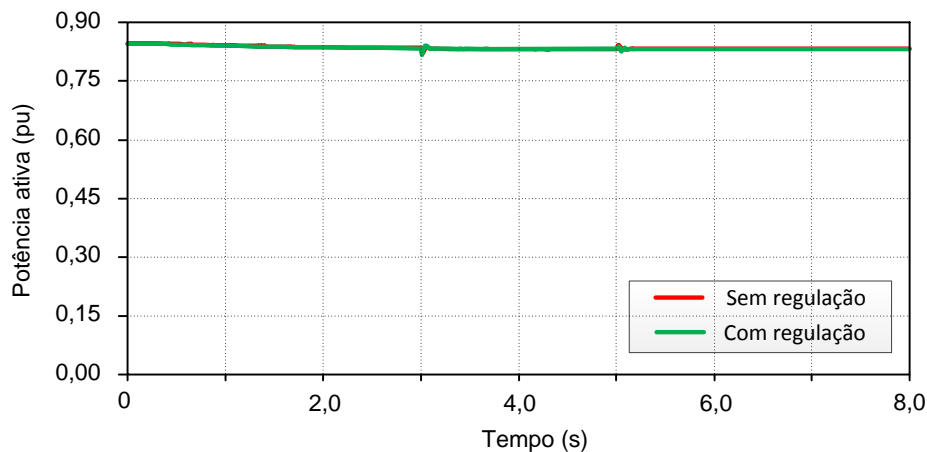


Figura 4.15: Potência ativa produzida por um aerogerador – Caso 02 (Base: 2,35 MVA)

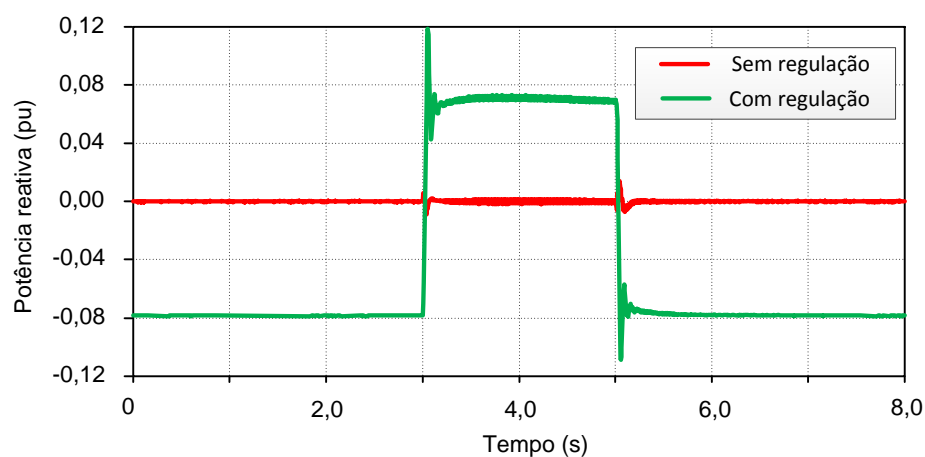


Figura 4.16: Potência reativa produzida por um aerogerador – Caso 02 (Base: 2,35 MVA)

4.4.4. RESULTADOS PARA O CASO 3

Esta terceira situação tem por objetivo de evidenciar o comportamento do mecanismo de regulação de tensão diante de um afundamento trifásico das tensões no ponto de conexão. Para tanto, conforme apresentado na Figura 4.17, é realizado um curto-circuito de 500 ms de duração na barra 04 do sistema elétrico.

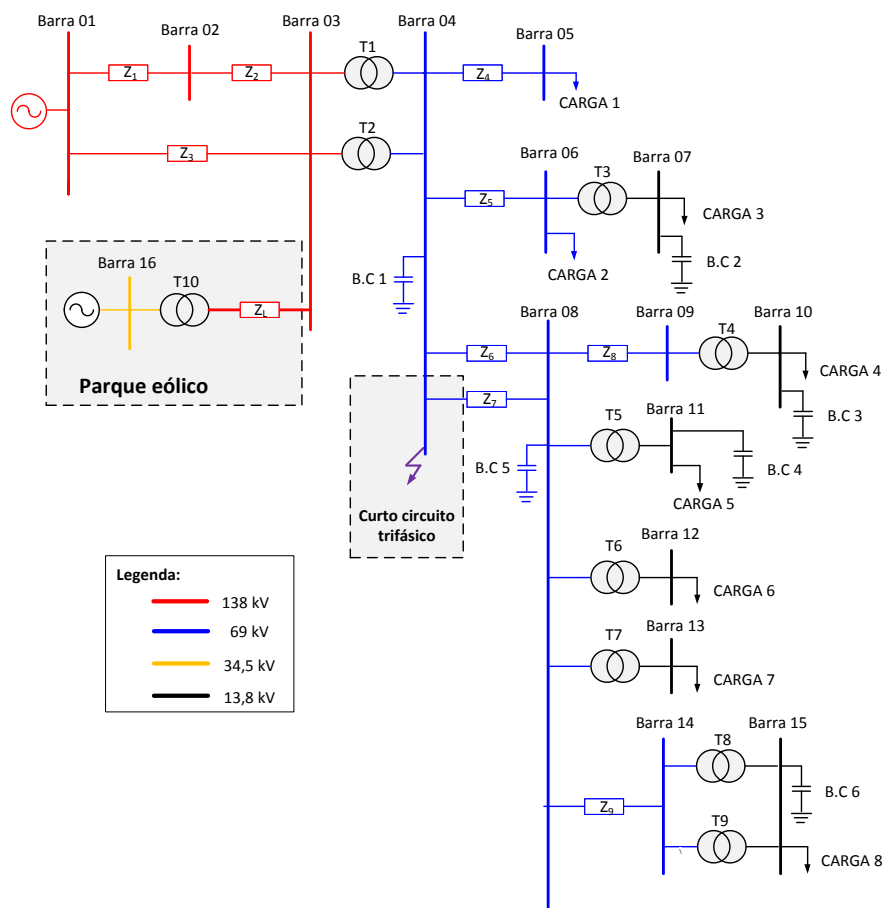


Figura 4.17: Diagrama unifilar do sistema elétrico – Caso 03

De forma semelhante ao caso anterior, as condições de vento adotadas se caracterizam por valores base de 13 m/s e 11 m/s, os quais são, respectivamente, aplicados ao lote 1 (B-01 à B-20) e no lote 2 (B-21 à B-35) de aerogeradores, segundo apresentado na Figura 4.18.

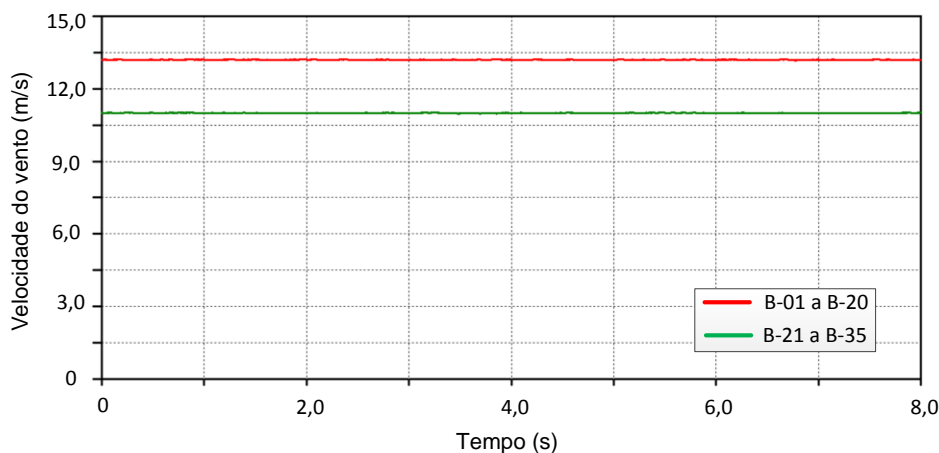


Figura 4.18: Perfil de vento adotado – Caso 03

Em função das premissas definidas anteriormente, a Figura 4.19 apresenta o perfil da potência ativa produzida pelo parque eólico ao longo do período avaliado. Constatase que, antes da ocorrência do curto-circuito, a central de geração operava em regime permanente e injetava cerca de 55 MW na rede elétrica. Todavia, no instante 3 segundos, o início do referido evento ocasiona a suspensão no fornecimento de potência, fato este atrelado a dois fatores:

- Um primeiro relacionado ao regime de subtensão da rede, o qual limita a capacidade de transferência de potência ativa;
- Outro, associado ao mecanismo de controle dos aerogeradores, o qual interrompe o suprimento de potência ativa de forma a não contribuir para as correntes de curto-circuito.

Com o fim das condições transitórias supramencionadas, o qual ocorre no instante 3,5 segundos, as unidades de geração retomam, gradativamente, o processo de suprimento de potência ativa e atingem um novo ponto de operação.

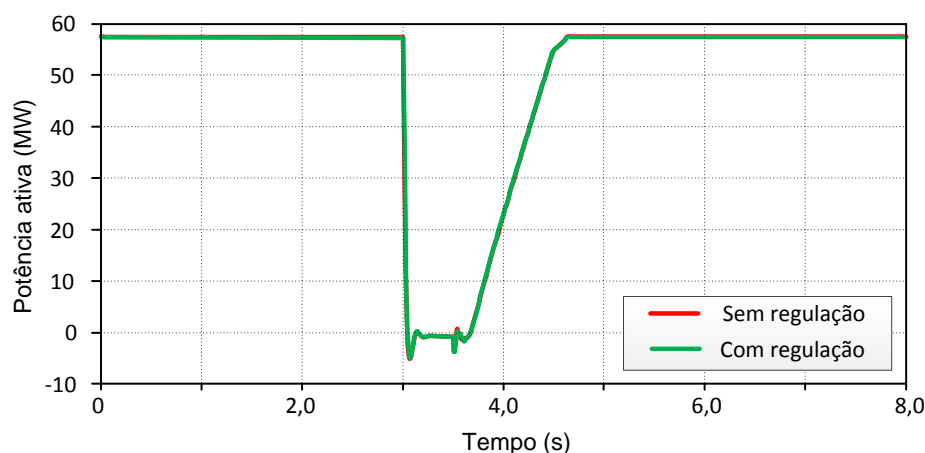


Figura 4.19: Potência ativa produzida pelo parque eólico – Caso 03

A tensão no barramento de conexão do parque eólico pode ser observada na Figura 4.20, a qual permite constatar os seguintes acontecimentos:

- Antes do início do evento, a tensão em regime permanente, para a situação em que o regulador de tensão se encontra ativado, apresenta, como esperado, patamares mais próximos dos valores de referência,

devido à compensação de potência reativa proporcionada pelo parque eólico;

- Durante o curto-circuito, verifica-se uma redução da ordem de 70 % da tensão do ponto de conexão. Em virtude de tais condições operacionais, os aerogeradores não realizam a compensação de potência reativa, de forma a não intensificar as correntes circulantes no sistema;
- Todavia, após a eliminação do curto-circuito, a qual ocorre no instante 3,5 segundos, as unidades inversoras proporcionam uma rápida compensação de potência reativa, fato este que permite a recuperação e estabilização dos níveis de tensão do sistema. Uma vez que não ocorreram alterações topológicas da rede, as condições de regime permanente atingidas são semelhantes às anteriores ao evento;

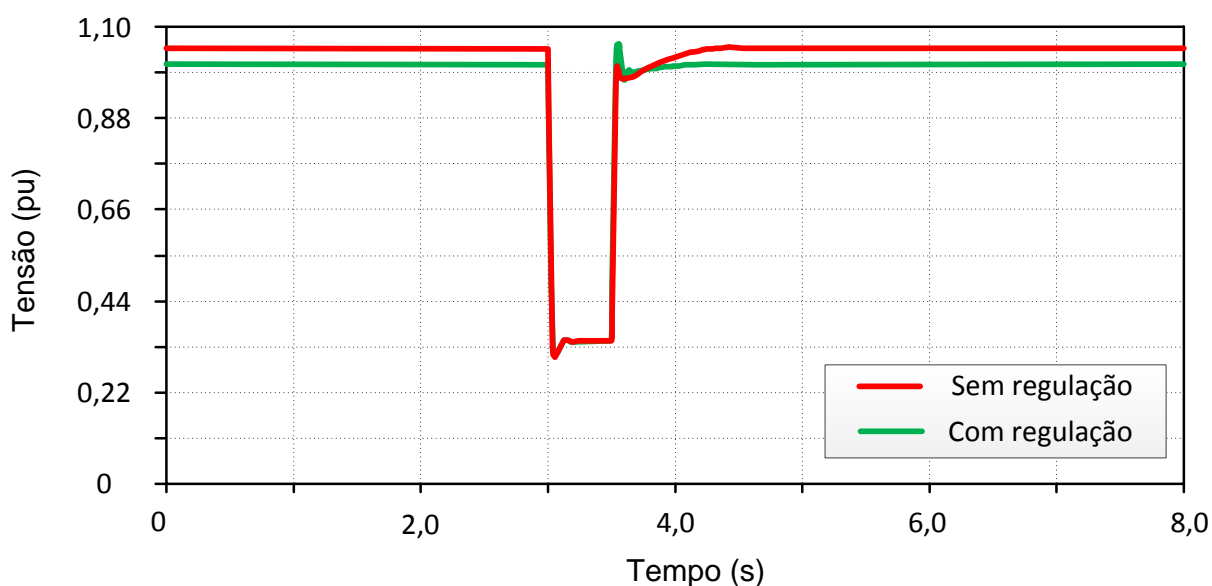


Figura 4.20: Tensão no ponto de acoplamento do parque eólico – Caso 03

As correspondentes potências reativas fornecidas pelo parque eólico são apresentadas na Figura 4.21. O comportamento apresentado por tais grandezas corroboram com os fatos anteriormente explicitados.

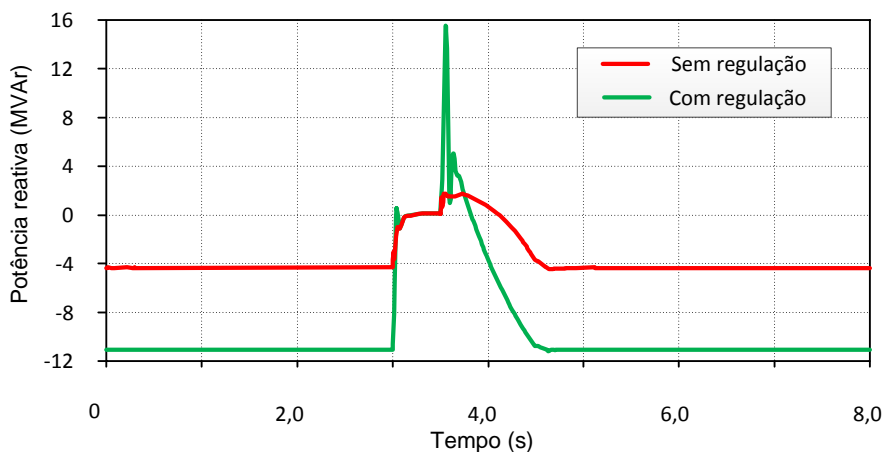


Figura 4.21: Potência reativa produzida pelo parque eólico – Caso 03

No que se refere ao comportamento das unidades individuais, as Figuras 4.22 e 4.23 detalham, respectivamente, as potências ativas e reativas fornecidas por um dos aerogeradores do complexo. As mesmas evidenciam a suportabilidade da estratégia de controle quando da manifestação de subtensões na rede elétrica.

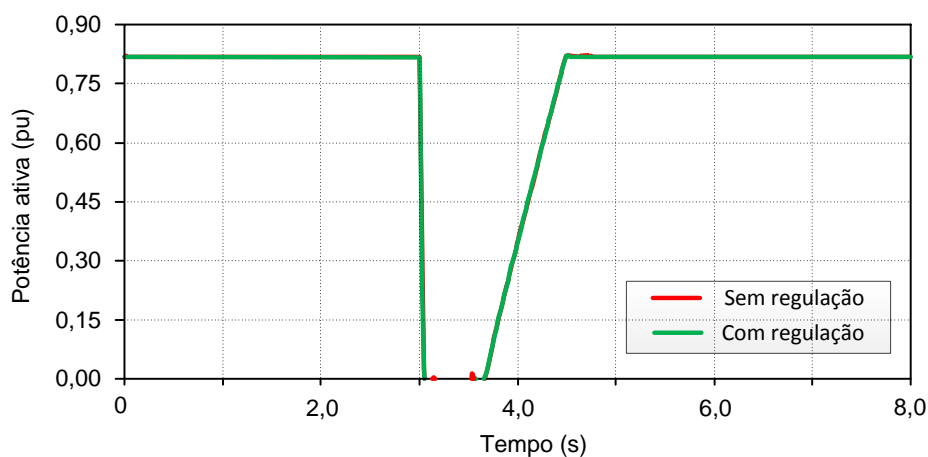


Figura 4.22: Potência ativa produzida por um aerogerador – Caso 03 (Base: 2,35 MVA)

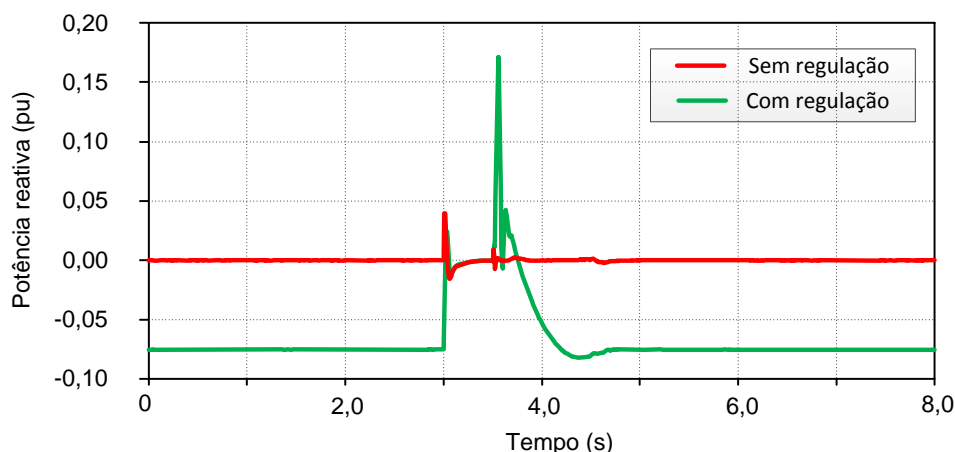


Figura 4.23: Potência reativa produzida por um aerogerador – Caso 02 (Base: 2,35 MVA)

Por fim, a Figura 4.24 apresenta o comportamento da tensão no barramento CC dos aerogeradores. Tal variável apresenta excursões em seus valores durante as condições transitórias impostas pelo curto-circuito, fato este diretamente atrelado às condições de suprimento de potência ativa pelas unidades individuais. Nesse contexto, deve-se destacar a existência de um *chopper* para a proteção deste elemento contra sobretensões.

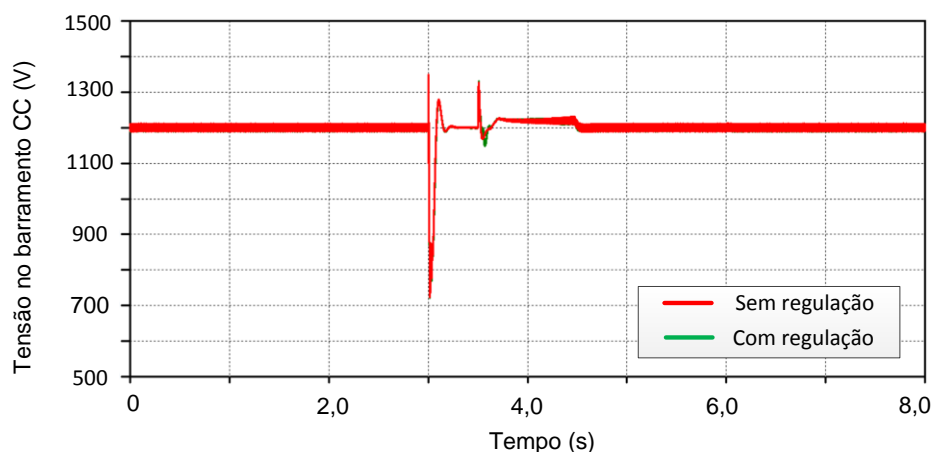


Figura 4.24: Tensão no barramento CC – Caso 03

4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo foi focado na proposição e desenvolvimento dos fundamentos de uma estratégia operacional para o aerogerador, tendo em vista a ação deste no controle do fluxo de potência reativa e participação no processo de

regulação da tensão do ponto de acoplamento. A metodologia apresentada se apoia, fundamentalmente, na utilização das unidades inversoras existentes nestes complexos como mecanismo de regulação, eliminando, pois, a instalação de equipamentos externos, tais como bancos de capacitores ou reguladores eletrônicos.

Dentro dos princípios postos, as necessidades de potência reativa do sistema são definidas a partir das tensões no ponto de acoplamento e de uma curva em *droop* predefinida. Esta última permite um processo de compensação descentralizado, uma vez que cada aerogerador contribui dentro de seu estado momentâneo de funcionamento.

Tendo por meta a ratificação da estratégia elaborada, foram conduzidos trabalhos de simulação computacional associados a um parque eólico sob distintas condições, fato este que culminou na apresentação e discussão dos resultados de desempenho atrelados com três estudos de casos. A primeira foi caracterizada pela análise dos impactos no perfil de tensão ocasionados por intermitências na geração de potência ativa. Na sequência, avaliou-se o desempenho da rede elétrica quando da conexão/retirada de cargas e participação das unidades eólicas na regulação de tensão. Por fim, foram investigadas questões associadas com o comportamento do sistema quando submetido a um afundamento de tensão trifásico ocasionado por um curto-circuito. De um modo geral, para todas as situações estudadas, foram identificados benefícios comuns na forma de consideráveis melhorias de desempenho, quando a função de regulação de tensão ora considerada está ativada.

Tendo em vista os resultados obtidos, as seguintes considerações pontuais se apresentam relevantes para a análise da eficácia do processo, da modelagem e dos desempenhos obtidos:

- A utilização das unidades aerogeradoras para o processo de compensação dinâmica de potência reativa e participação no controle

de tensão do ponto de acoplamento se mostra promissor, uma vez que distúrbios na qualidade da tensão podem ser mitigados a partir da utilização dos conversores existentes nestas gerações. Nesse contexto, vale destacar que alguns países, a exemplo da Dinamarca, exigem que parques eólicos, efetivamente, sejam equipados com mecanismos para a compensação de potência reativa;

- A metodologia apresentada permite que as unidades aerogeradores operem, no que tange ao fluxo de potência reativa, de forma semelhantes a dispositivos STATCOM. Assim, os valores de referências para esta grandeza dependem da tensão no ponto de conexão e são determinadas a partir de uma curva em *droop*;
- Além do mais, a partir da referida curva, cada aerogerador contribui, dentro de seus limites operacionais, para a regulação de tensão, proporcionando, assim, um mecanismo descentralizado de compensação;
- No que tange aos resultados computacionais, estes se apresentam, sob o ponto de vista qualitativo, com boa aderência ao desempenho físico esperado.

Capítulo V

ESTRATÉGIA PARA A MINIMIZAÇÃO DA GERAÇÃO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Na atualidade, intensas discussões acerca da integração de parques eólicos às redes elétricas se baseiam, dentre outros efeitos, nos impactos destas fontes de geração sobre os indicadores de distorções harmônicas no ponto de acoplamento. De fato, conforme já reconhecido, o emprego de dispositivos não lineares nas diferentes topologias de geração eólica possuem correlações com os padrões de qualidade da energia elétrica e, por consequência, tais preocupações têm motivado pesquisas com vista ao desenvolvimento de propostas de operação que venham a mitigar os efeitos aqui focados, via mecanismos outros que não a utilização dos clássicos filtros ativos e passivos, inseridos externamente ao complexo de geração.

Nesse contexto, o presente capítulo tem por cerne o estabelecimento de uma estratégia de controle complementar para a mitigação das correntes harmônicas produzidas pelos sistemas eólicos a conversores plenos, reduzindo, por consequência, os impactos operacionais destes complexos eólicos nas redes elétricas.

A fim de que tal meta seja alcançada e tendo em vista uma sequência didática para os procedimentos e sua compreensão, os trabalhos realizados no decorrer desta unidade contemplam:

- Caracterização do comportamento das unidades eólicas quanto à geração de correntes harmônicas;
- Definição de uma estratégia de controle para a minimização das correntes harmônicas produzidas pelos aerogeradores;
- Implementação computacional da proposta na plataforma ATP e realização de estudos avaliativos de desempenho.

5.2. FUNDAMENTOS OPERACIONAIS DO INVERSOR QUANTO A GERAÇÃO DE TENSÕES HARMÔNICAS

Tomando-se por base a topologia do sistema de geração eólica avaliada nesta tese, procede-se, na sequência, a uma análise da correlação operativa entre a unidade de geração, com destaque ao inversor de conexão com a rede elétrica, e o conteúdo harmônico produzido por este componente. De antemão, deve-se ressaltar que as componentes harmônicas geradas pelos inversores encontram-se associadas, basicamente, a três possíveis origens:

- Ao chaveamento do PWM;
- Ao “tempo morto” entre as comutações das chaves e;
- Correlação entre os inversores e a existência de pré-distorções nas redes de conexão.

5.2.1. DISTORÇÕES HARMÔNICAS INERENTES AO CHAVEAMENTO PWM

Os harmônicos de tensão produzidos inerentemente ao chaveamento PWM estão relacionados, basicamente, a dois fatores: um primeiro, conhecido por índice de modulação em frequência (m_f), e outro, chamado de índice de modulação em

amplitude (m_a), conforme apresentado em (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011). Estas grandezas são definidas, respectivamente, por (5.1) e (5.2).

$$m_f = \frac{f_m}{f_p} \quad (5.1)$$

$$m_a = \frac{V_p}{V_m} \quad (5.2)$$

onde: f_p é a frequência da onda portadora; f_m é a frequência da onda moduladora; V_m é a amplitude da onda moduladora; V_p é a amplitude da onda portadora.

O índice de modulação em frequência determina o conteúdo harmônico de alta frequência existente na tensão de saída do conversor, o qual é caracterizado por (5.3). Esta expressão define as ordens harmônicas produzidas pelo inversor em questão.

$$h = l \cdot m_f \pm k \quad (5.3)$$

onde: h é a ordem harmônica; $k = 2, 4, 6$, para $l = 1, 3, 5$ e $k = 1, 3, 5$ para $l = 2, 4, 6$.

Quanto ao índice de modulação em amplitude, esta grandeza está diretamente afeita ao valor da tensão, em frequência fundamental, obtida na saída do inversor. A correlação entre tais grandezas está mostrada na Figura 5.1, na qual se evidenciam três regiões de operação:

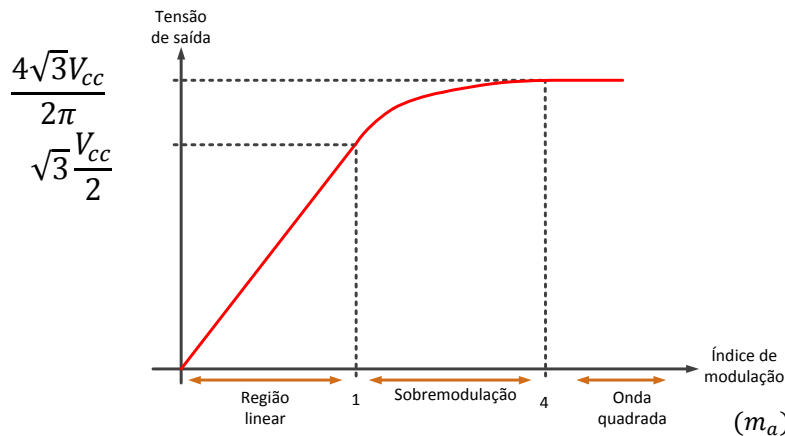


Figura 5.1: Regiões de operação da unidade inversora

- **região linear:** a tensão na saída do inversor varia linearmente com o índice de modulação em amplitude. Quando a operação nesta região, o conteúdo harmônico da tensão de saída é aquele exemplificado na Figura 5.2, o qual revela uma componente fundamental dominante e um conjunto de tensões harmônicas nas proximidades da frequência de chaveamento.

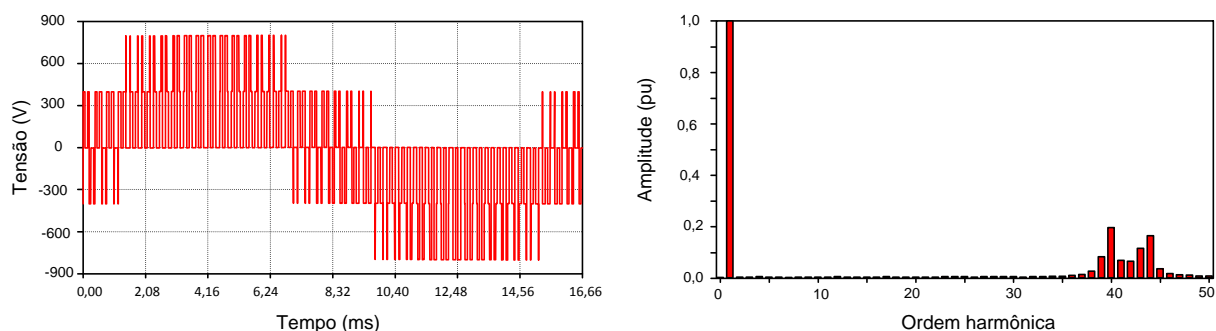


Figura 5.2: Operação na região linear

- **região de sobremodulação:** este regime operacional se caracteriza por uma relação não-linear entre o índice de modulação e a tensão de saída do inversor. Nestas situações ocorre a produção de componentes harmônicas de baixa frequência nas tensões de saída do conversor, conforme exemplificado pela Figura 5.3. Como pode ser constatado, estas frequências inferiores encontram-se associadas, concomitantemente, com aquelas anteriormente referidas.

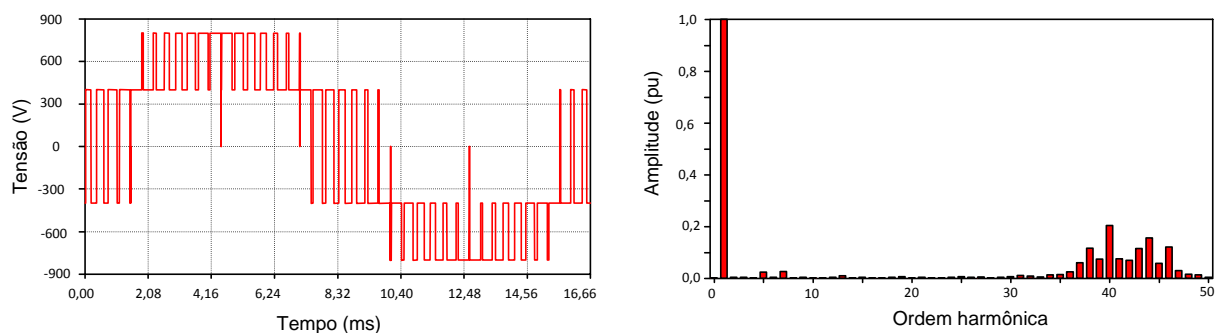


Figura 5.3: Operação na região de sobremodulação

- **região de saturação ou operação com onda quadrada:** esta compreende o funcionamento do inversor com vistas a oferecer os maiores níveis para as tensões de saída. Sob tais condições, conforme evidenciado pela Figura 5.4, a forma de onda da tensão produzida pelo inversor contém uma ampla gama de componentes, com destaque a predominância, em magnitude, daquelas de mais baixa ordem. Via de regra, como pode ser observado, as amplitudes das distorções harmônicas se mostram inversamente proporcionais às suas frequências.

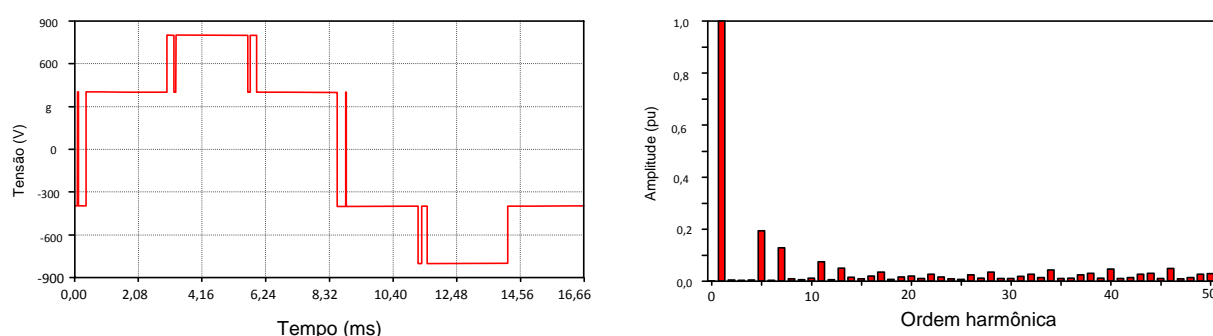


Figura 5.4: Operação na região de saturação

5.2.2. DISTORÇÕES HARMÔNICAS PRODUZIDAS PELOS ATRASOS NOS PROCESSOS DE CHAVEAMENTO

Outro aspecto de suma importância para a caracterização do desempenho harmônico de unidades inversoras está na consideração do denominado “tempo morto das chaves”. Esta estratégia é frequentemente utilizada nos processos de comutação entre as chaves eletrônicas que perfazem os inversores comerciais e tem por objetivo principal a consideração dos tempos de comutação dos IGBT’s. Visando pois evitar a superposição de condução de chaves, a técnica empregada consiste no estabelecimento de mecanismos que promovam um intertravamento de duas chaves de um mesmo braço, evitando assim que o barramento CC se submeta a um curto-circuito durante o processo de chaveamento. Tal mecanismo encontra-se materializado na forma de atrasos programados entre os pulsos de acionamento, conforme indicado na Figura 5.5.

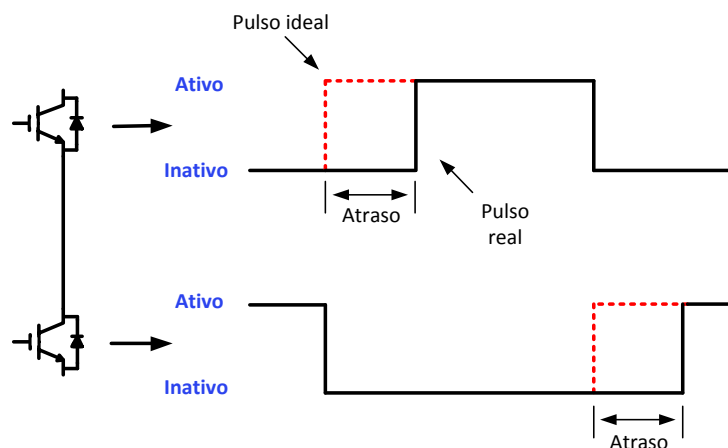


Figura 5.5: Pulsos de acionamento considerando o “tempo morto” das chaves

Embora o atraso no processo de chaveamento garanta a operação adequada do conversor, há consequências deste processo sobre a forma de onda da tensão de saída. De fato, esta é fortemente impactada pelas alterações no padrão de chaveamento, como contemplado na sequência.

Uma vez imposto o denominado “tempo morto” entre a saída de uma chave e a entrada da outra, ambas permanecem, temporariamente, inativas. Neste período de tempo, naturalmente, a corrente do sistema não é anulada, mas sim, flui através dos diodos de roda livre existentes nos IGBT's. Diante desta condição, há um aumento ou redução na largura dos pulsos de acionamento, conforme ilustrado pela Figura 5.6, as quais ocasionam impactos relevantes sobre a produção de distorções harmônicas presentes nas tensões de saída.

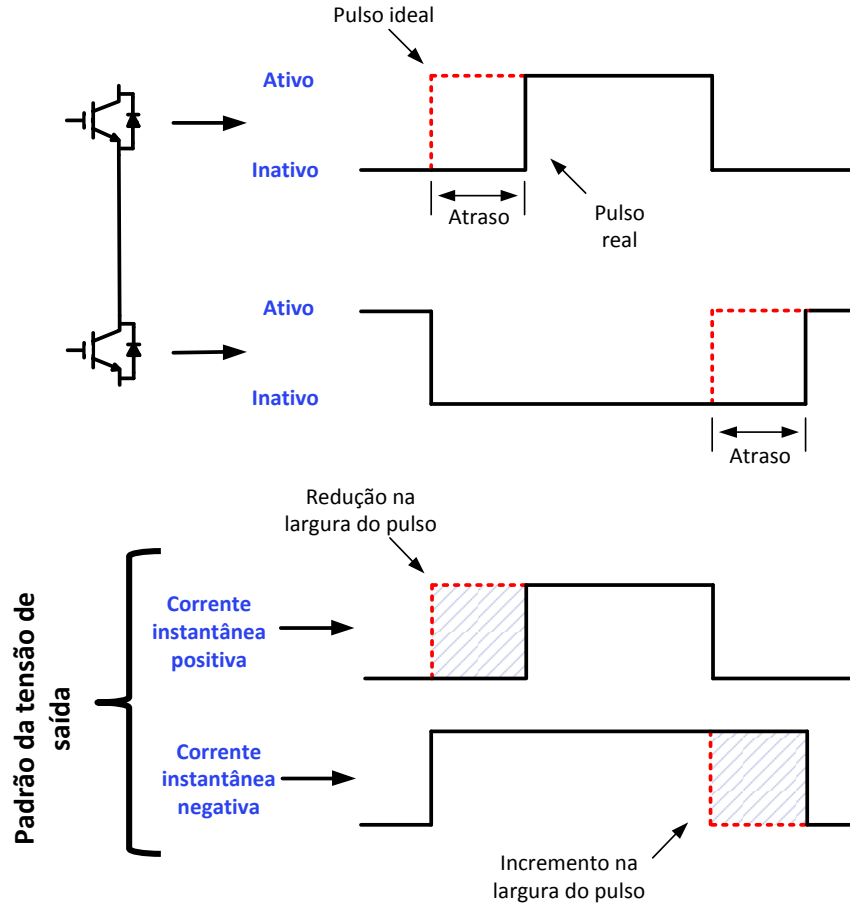


Figura 5.6: Alterações no PWM devido ao “tempo morto”

Trabalhos desenvolvidos, a exemplo de (SEUNG-GI; PARK, 1991), apresentam uma avaliação quantitativa dos efeitos da inclusão do “tempo morto” no chaveamento do inversor. De forma simplificada, as distorções harmônicas de tensão ocasionadas por este processo podem ser representadas pela sobreposição, à onda de tensão fundamental, de uma onda quadrada, a qual se encontra defasada em 180° da corrente circulante no sistema e possui a amplitude (ΔV) definida em (5.4).

$$\Delta V = \frac{MT_d}{T} V_{cc} \quad (5.4)$$

onde: M é o número de chaveamentos em um ciclo; T_d é o “tempo morto” do chaveamento; T é o período de chaveamento; V_{cc} é a tensão no barramento CC.

A Figura 5.7 mostra os efeitos relatados anteriormente, indicando, portanto, que a tensão de saída do inversor é alterada de forma tal a gerar componentes harmônicas através de outro mecanismo que não o anteriormente considerado.

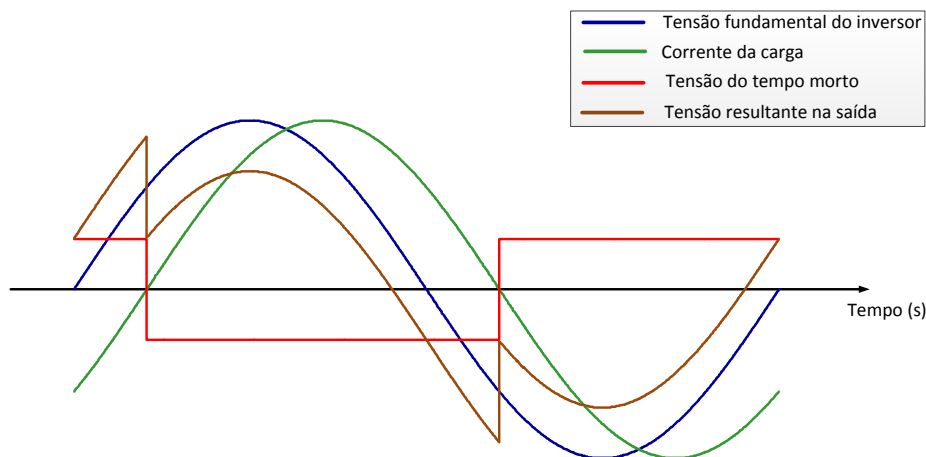


Figura 5.7: Impacto do “tempo morto” das chaves na tensão de saída

5.2.3. IMPACTOS DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO PREEXISTENTES NO PONTO DE CONEXÃO

Quando da conexão de inversores em barramentos previamente distorcidos, pode-se evidenciar uma outra situação capaz de alterar o fluxo harmônico estabelecido entre o aerogerador e a rede elétrica. Tal situação se caracteriza pela utilização de tensões e correntes medidas na realimentação do sistema de controle. Nestas condições, pode-se configurar uma terceira via para a questão em foco.

No que tange às tensões medidas, estas são utilizadas como referências para a sincronização do inversor com a rede elétrica. Nesse sentido, as distorções de tensão existentes no barramento de conexão impactam, principalmente, a operação dos algoritmos PLL ou FLL. Todavia, vale destacar que as estruturas empregadas atualmente em inversores destinados a geração de energia, a exemplo do DSOGI-FLL, apresentada no Capítulo III, são imunes às questões aqui apontadas. Portanto, no que tange a esta via, há de se considerar que os efeitos da mencionada interação não se fazem relevantes.

Por outro lado, as correntes circulantes entre o aerogerador e o ponto de conexão, utilizadas como realimentação do mecanismo de corrente do inversor, conforme evidenciado pela Figura 5.8, se mostram mais relevantes ao processo. Isto se deve, sobretudo, ao fato que as correntes de eixo direto e em quadratura devem corresponder aos valores em frequência fundamental, objetivando o ajuste dos fluxos de potência ativa e reativa. Quando da presença de distorções harmônicas nas correntes medidas, tais variáveis apresentarão perturbações em seu comportamento, fato este impactante no desempenho da malha de controle

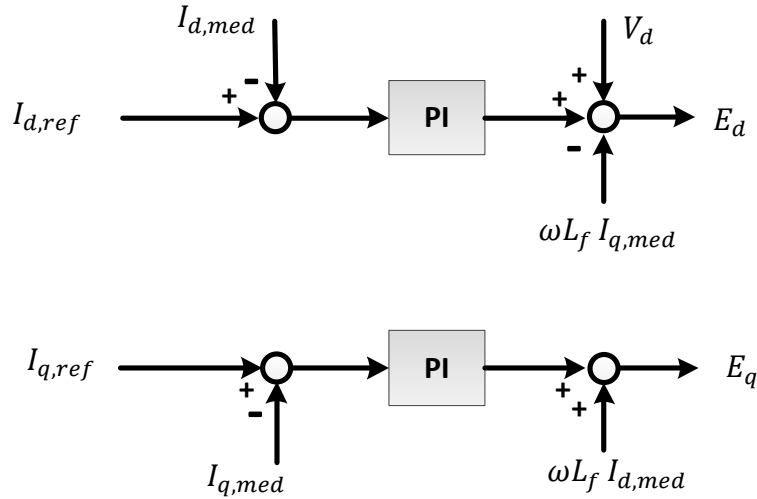


Figura 5.8: Estratégia de controle em frequência fundamental

Para uma melhor compreensão deste mecanismo, deve-se considerar que as correntes trifásicas circulantes entre o aerogerador e a rede elétrica, medidas para a realimentação do sistema de controle, sejam expressas por (5.5), (5.6) e (5.7). Nestas equações apenas uma única componente harmônica, de ordem genérica, foi adicionada à respectiva componente fundamental.

$$i_{a,med} = I_1 \cos(\omega t - \varphi) + I_h \cos(h(\omega t - \varphi)) \quad (5.5)$$

$$i_{b,med} = I_1 \cos(\omega t - 2\pi/3 - \varphi) + I_h \cos(h(\omega t - 2\pi/3 - \varphi)) \quad (5.6)$$

$$i_{c,med} = I_1 \cos(\omega t + 2\pi/3 - \varphi) + I_h \cos(h(\omega t + 2\pi/3 - \varphi)) \quad (5.7)$$

onde: $i_{a,med}$, $i_{b,med}$ e $i_{c,med}$ são as correntes instantâneas nas fases a, b e c, respectivamente; I_1 é a amplitude da corrente fundamental; h é a ordem harmônica; I_h é a amplitude da corrente harmônica de ordem h ; ω é a frequência angular; t é o tempo; φ é o defasagem entre tensão e corrente.

Considerando a transformação vetorial apresentada no Capítulo II, a qual utiliza o ângulo da tensão fundamental como referência, as correntes apresentadas em (5.5), (5.6) e (5.7) podem ser referidas ao sistema $dq0$, cujo resultado é dado por (5.8) e (5.9). Estas expressões evidenciam a existência de um termo oscilatório, proporcional à amplitude das componentes harmônicas, o qual é adicionado ao sinal contínuo advindo das componentes de frequência fundamental.

$$I_{d,med} = I_1 \cos(\varphi) + I_h \cos((h-1)\omega t - \varphi) \quad (5.8)$$

$$I_{q,med} = I_1 \sin(\varphi) + I_h \sin((h-1)\omega t - \varphi) \quad (5.9)$$

onde: $I_{d,med}$ e $I_{q,med}$ são as correntes de eixo direto e quadratura, respectivamente.

Assim, ao se realizar a comparação entre as grandezas medidas e seus respectivos valores de referência, a malha de controle de corrente produzirá as variáveis de saída definidas por (5.10) e (5.11). Estas mostram a existência de um termo contínuo ao qual é sobreposto outro oscilante.

$$E_d = \left(K_p + \frac{K_I}{s}\right) (I_{d,ref} - I_1 \cos(\varphi)) + \left(K_p + \frac{K_I}{s}\right) I_h \cos((h-1)\omega t - \varphi) \quad (5.10)$$

$$E_q = \left(K_p + \frac{K_I}{s}\right) (I_{q,ref} - I_1 \sin(\varphi)) + \left(K_p + \frac{K_I}{s}\right) I_h \sin((h-1)\omega t - \varphi) \quad (5.11)$$

onde: E_d e E_q são as tensões de eixo direto e quadratura nos terminais do inversor, respectivamente; K_p e K_I são os ganhos dos controladores PI.

As expressões (5.10) e (5.11) permitem as seguintes constatações:

- No que tange à componente contínua, os controladores PI tendem a reduzir a diferença entre os valores de referência e aqueles medidos, objetivando atender aos requisitos de fluxo de potência ativa e reativa;
- Quanto ao termo oscilante, este é transmitido aos sinais de saída dos controladores, impactando, portanto, na tensão a ser sintetizada nos terminais do inversor.

Portanto, as tensões de saída nos terminais do inversor se apresentarão com amplitudes e ângulos de fase nos termos definidos pelas equações (5.12) e (5.13).

$$V = \sqrt{\frac{3}{2}(E_{d,1}^2 + E_{d,h}^2 + 2E_{d,1}E_{d,h}\cos((h-1)\omega t - \varphi))} \quad (5.12)$$

$$\theta' = \omega t + \arctg\left(\frac{E_{d,h}\sin((h-1)\omega t - \varphi)}{E_{d,1} + E_{d,h}\cos((h-1)\omega t - \varphi)}\right) \quad (5.13)$$

onde: $E_{d,1}$ e $E_{d,h}$ são as amplitudes dos sinais de saída gerados pelo controlador PI.

5.2.4. CORRENTES HARMÔNICAS PRODUZIDAS PELO AEROGERADOR

Do exposto segue que os inversores possuem um comportamento semelhante a uma fonte de tensão, a qual se apresenta com uma dinâmica determinada pelo índice de modulação. Isto determina que, para uma dada condição operacional, as correntes que se estabelecem entre o aerogerador e a rede elétrica são definidas por meio de técnicas convencionais aplicáveis aos circuitos elétricos. Com base neste conceito, a Figura 5.9 ilustra o arranjo em pauta.

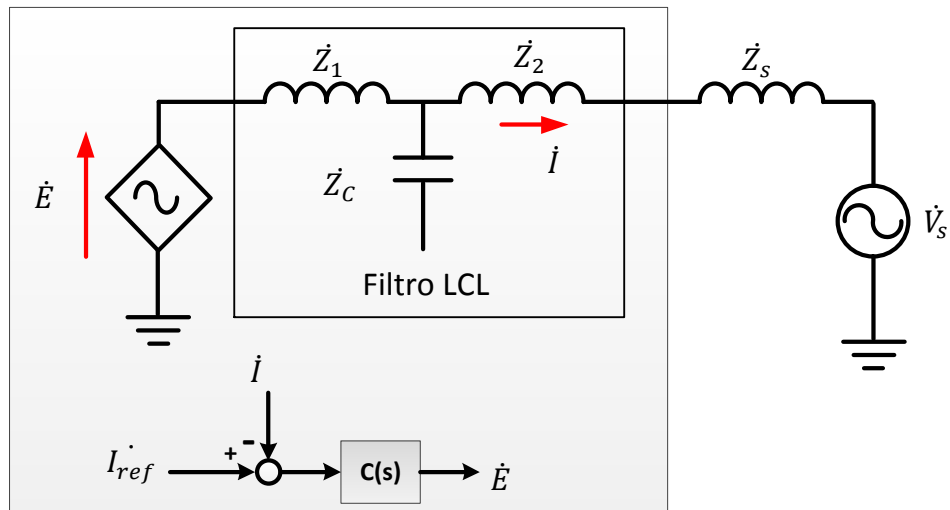


Figura 5.9: Circuito equivalente para frequência fundamental

Um aspecto a ser considerado para o arranjo ora referido está no fato de que, definidas as condições operativas, os mecanismos de controle aplicados aos inversores visam garantir que as correntes de saída, na frequência fundamental, permaneçam constantes e em torno de um valor de referência. Tal condição é atingida a partir do ajuste das tensões nos terminais da unidade inversora, o que é realizado via o controle em malha fechada do sistema. Isto posto fica evidenciado que, na frequência fundamental, a unidade inversora possui um comportamento equivalente a uma fonte de corrente, conforme esquematicamente representado na Figura 5.9.

Quando da avaliação das componentes harmônicas, verifica-se uma situação operacional distinta daquela apresentada para a frequência fundamental, pois tais componentes não são alvos do controle em malhas fechadas. Assim, para uma determinada ordem harmônica h , o inversor se comporta segundo uma fonte de tensão, conforme explicitado no circuito elétrico apresentado na Figura 5.10. Ressalta-se que o arranjo indicado utiliza o domínio da frequência como base para as análises, portanto, para cada frequência de interesse haverá um circuito com parâmetros devidamente definidos para o inter-relacionamento entre suas grandezas elétricas.

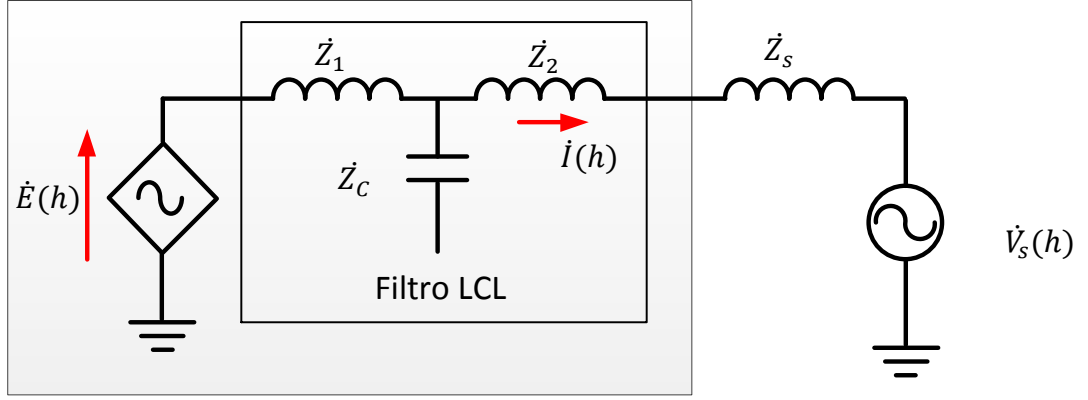


Figura 5.10: Circuito elétrico equivalente para análise harmônica

À luz destas considerações fica compreendido que a amplitude da corrente harmônica que se estabelece entre a unidade inversora da geração eólica e o barramento de conexão pode ser obtida a partir do respectivo equivalente de Thevénin aplicável à configuração indicada, conforme apresentado na Figura 5.11. Baseado neste circuito, obtêm-se as correntes através das expressões (5.14), (5.15) e (5.16), as quais evidenciam que as correntes harmônicas produzidas pelos aerogeradores são variáveis e dependentes das condições impostas pelo controle e pelo ponto de conexão.

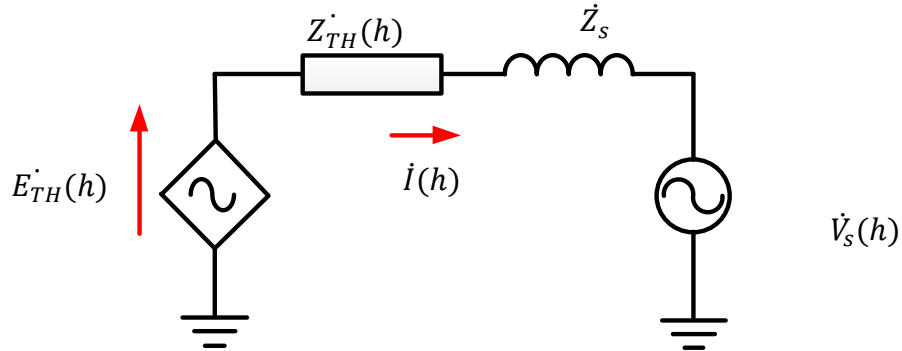


Figura 5.11: Equivalente de Thevénin para análise harmônica

$$\dot{i}(h) = \frac{\dot{E}_{TH}(h) - \dot{V}_s(h)}{\dot{Z}_{TH}(h) + \dot{Z}_s(h)} \quad (5.14)$$

$$\dot{E}_{TH}(h) = \frac{\dot{Z}_c(h)}{\dot{Z}_1(h) + \dot{Z}_c(h)} \dot{E}(h) \quad (5.15)$$

$$\dot{Z}_{TH}(h) = \dot{Z}_2(h) + \frac{\dot{Z}_1(h)\dot{Z}_C(h)}{\dot{Z}_1(h) + \dot{Z}_C(h)} \quad (5.16)$$

onde: $\dot{I}(h)$ é a corrente harmônica de ordem h produzida pelo aerogerador; $\dot{E}(h)$ corresponde a tensão harmônica de ordem h sintetizada nos terminais do inversor; $\dot{V}_s(h)$ é a tensão harmônica de ordem h existente no ponto de conexão; $\dot{Z}_{TH}(h)$ representa a impedância do filtro LCL na ordem harmônica h ; e, por fim, $\dot{Z}_s(h)$ é a impedância vista pelo aerogerador, para a ordem harmônica h , incluindo os efeitos da rede interna, transformador da subestação coletora e rede de conexão.

Ao se considerar a topologia da rede interna de parques eólicos comerciais, estes podem se apresentar com configuração semelhantes à ilustrada na Figura 5.12, a qual se encontra atrelada com uma instalação contendo várias unidades aerogeradoras. Esta situação determina a existência de diversas fontes harmônicas, intercaladas pelos cabos da rede elétrica interna, formando o complexo como um todo. Sendo esta a situação, para uma determinada ordem h , as correntes harmônicas circulantes entre o parque eólico e o barramento de conexão podem ser calculadas por (5.17).

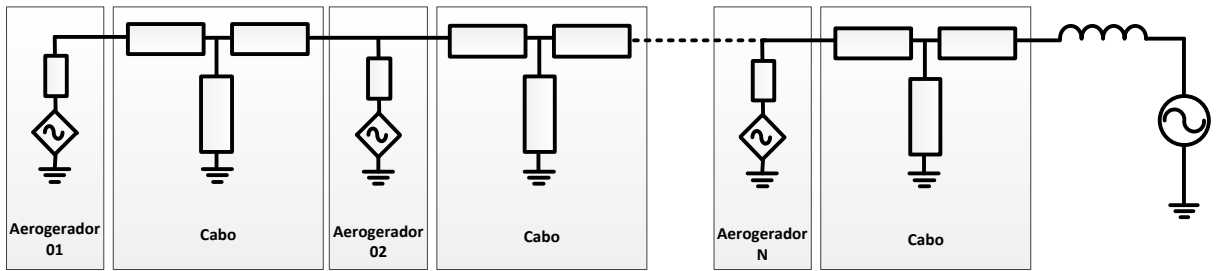


Figura 5.12: Rede interna com fontes harmônicas

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{h,1} \\ \dot{I}_{h,2} \\ \vdots \\ \dot{I}_{h,n} \\ \dot{I}_{h,s} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{11} & \dot{Z}_{12} & \cdots & \cdots & \dot{Z}_{1n} & \dot{Z}_{1s} \\ \dot{Z}_{21} & \dot{Z}_{22} & \cdots & \cdots & \dot{Z}_{2n} & \dot{Z}_{2s} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dot{Z}_{n1} & \dot{Z}_{n2} & \cdots & \cdots & \dot{Z}_{nn} & \dot{Z}_{ns} \\ \dot{Z}_{s1} & \dot{Z}_{s1} & \cdots & \cdots & \dot{Z}_{sn} & \dot{Z}_{ss} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_{h,1} \\ \dot{E}_{h,2} \\ \vdots \\ \dot{E}_{h,n} \\ \dot{V}_s \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

5.3. A ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA A MINIMIZAÇÃO HARMÔNICA

Uma vez reconhecido que a operação das unidades eólicas implica na geração de conteúdos harmônicos, os quais ocasionam impactos no barramento de conexão, pode-se adotar duas vias para a compatibilização dos indicadores deste fenômeno aos padrões considerados aceitáveis pelos agentes reguladores. Classicamente, a primeira delas consiste na instalação de filtros passivos ou ativos externos aos aerogeradores. Uma outra se caracteriza por estratégias de compensação intrínseca das distorções harmônicas, mediante o controle operacional das unidades inversoras propriamente ditas.

Esta última estratégia encontra sustentação na modulação de frequência da tensão produzida pelo inversor, princípio este que permite sintetizar o mecanismo de controle apresentado na Figura 6.1. Como pode ser observado, em paralelo às malhas destinadas ao fornecimento de potência ativa e reativa, encontram-se controladores destinados a minimizar o fluxo de corrente harmônica existente entre o aerogerador e a rede elétrica.

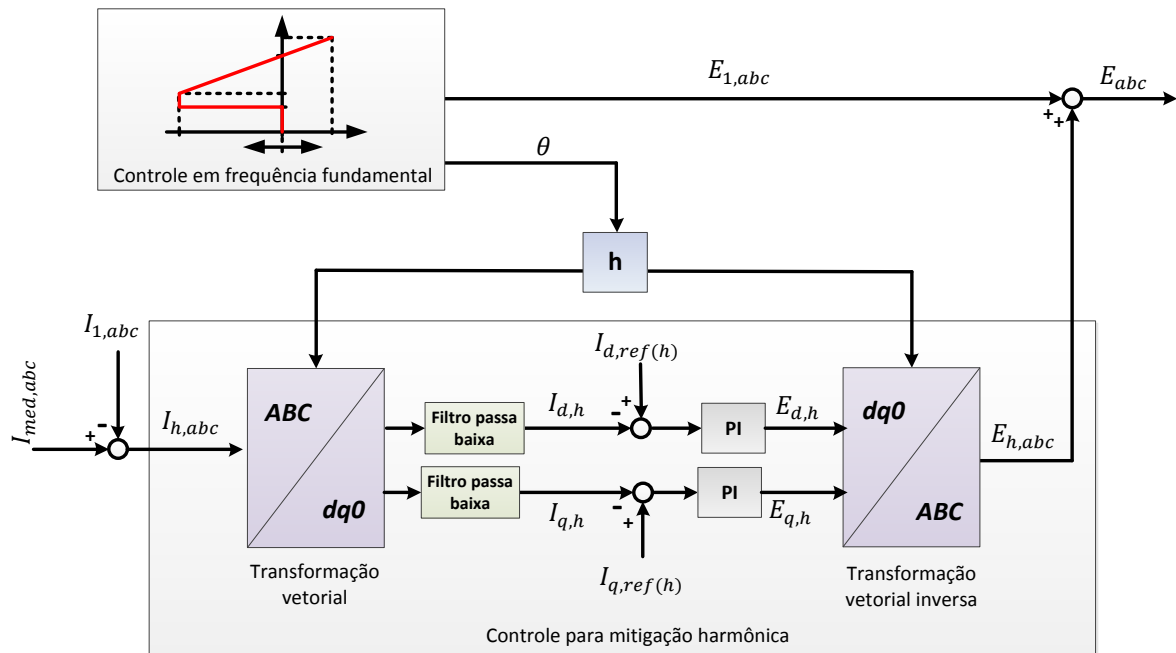


Figura 6.1: Estratégia de controle para a mitigação harmônica

A estratégia posta consiste, num primeiro momento, na obtenção das correntes harmônicas ($I_{h,abc}$) que se estabelecem entre o aerogerador e a rede elétrica. Tais grandezas são obtidas a partir da diferença entre as correntes medidas ($I_{med,abc}$) e aquelas em frequência fundamental ($I_{1,abc}$), sendo estas últimas obtidas na malha de controle destinada ao fornecimento de potência ativa. Vale ressaltar que cada ordem harmônica a ser minimizada possui uma malha de controle específica, das quais as correntes harmônicas se constituem nas variáveis de entrada.

Uma vez feita a amostragem das correntes, cada malha de controle realiza a transformação vetorial e filtragem dos sinais, visando extrair a amplitude das correntes harmônicas em análise, representada por $I_{d,h}$ e $I_{q,h}$. Tais valores são comparados às referências ($I_{d,ref(h)}$ e $I_{q,ref(h)}$), as quais se constituem por valores nulos na presente tese de doutorado. Os erros então obtidos são utilizados pelos controladores PI, e os mesmos irão gerar, para a ordem harmônica em avaliação, as tensões de eixo direto ($E_{d,h}$) e em quadratura ($E_{q,h}$) a serem adicionadas, após a transformação vetorial inversa, às componentes em frequência fundamental ($E_{1,abc}$).

O processo anterior viabiliza um mecanismo que altera os sinais de referência utilizados no chaveamento PWM, integrando, além da componente fundamental, as diversas ordens harmônicas a serem minimizadas. Assim procedendo, a unidade inversora será então capaz de controlar a amplitude e fase das tensões harmônicas em seus terminais de saída, de forma a reduzir a amplitude das correntes harmônicas injetadas na rede elétrica. Tal condição operacional incorpora, portanto, funcionalidades semelhantes àquelas encontradas em filtros ativos nos mecanismos de controle das unidades eólicas.

Uma vez que a estrutura destinada à minimização harmônica se assemelha àquela para o fornecimento de potência ativa e reativa em frequência fundamental,

deve-se destacar que ambas as malhas de controle utilizam a mesma metodologia para a sintonia dos controladores PI.

5.4. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA ESTRATÉGIA PARA MINIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE CORRENTES HARMÔNICAS

Com base nos princípios estabelecidos, procede-se, na sequência, à avaliação do desempenho da estratégia, empregando-se, para tanto, três casos. Dois deles compreendendo a operação de uma unidade aerogeradora individual, e um outro, envolvendo um complexo eólico formado por várias unidades de geração.

5.4.1. DESCRIÇÃO DOS CASOS

Os casos selecionados para apresentação e discussão dos resultados são:

- **Caso 01:** o presente estudo envolve o desempenho de uma única unidade de geração conectada a uma rede puramente senoidal. Esta situação busca, sobretudo, ilustrar os aspectos de mitigação proporcionados pela estratégia, quando o parque eólico se apresenta como totalmente responsável pelas distorções harmônicas;
- **Caso 02:** de forma complementar, esta situação avalia, também, o comportamento de um único aerogerador diante de sua conexão com uma rede previamente distorcida;
- **Caso 03:** por fim, este caso avalia o desempenho de um parque eólico constituído por 35 aerogeradores conectados a uma rede previamente distorcida, nos mesmos termos anteriormente considerados.

No que tange ao complexo utilizado, tanto quanto as características dos aerogeradores, da topologia, parâmetros, entre outros, este se apresenta nos termos da seção 3.3. Não obstante estas informações, é importante ressaltar que as principais características para o inversor são as indicadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Características da unidade inversora

| Característica operacional | Valor |
|--|---------|
| Tensão no barramento CC do inversor (V) | 1200,00 |
| Frequência de chaveamento (Hz) | 2500,00 |
| Filtro LCL – Indutância do lado do conversor (mH) | 0,14 |
| Filtro LCL – Capacitância (μ F) | 780,00 |
| Filtro LCL – Resistência de amortecimento (Ω) | 0,10 |
| Filtro LCL – Indutância do lado da rede (mH) | 0,14 |
| “Tempo morto” das chaves (μ s) | 8,00 |

5.4.2. RESULTADOS PARA O CASO 1

Para a presente avaliação foram adotadas as condições para a fonte primária descritas na Tabela 5.2 e graficamente ilustradas através da Figura 5.13. Pode-se observar que as condições operativas encontram-se associadas, respectivamente, com potências ativas da ordem de 10%, 50% e 100% do valor nominal do aerogerador.

Tabela 5.2: Condições adotadas para a fonte primária

| Componente | Velocidade (m/s) | Potência produzida pelo aerogerador (pu) |
|------------|------------------|--|
| Base | 6,0 | 0,1 |
| Base | 10,5 | 0,5 |
| Base | 13,0 | 1,0 |

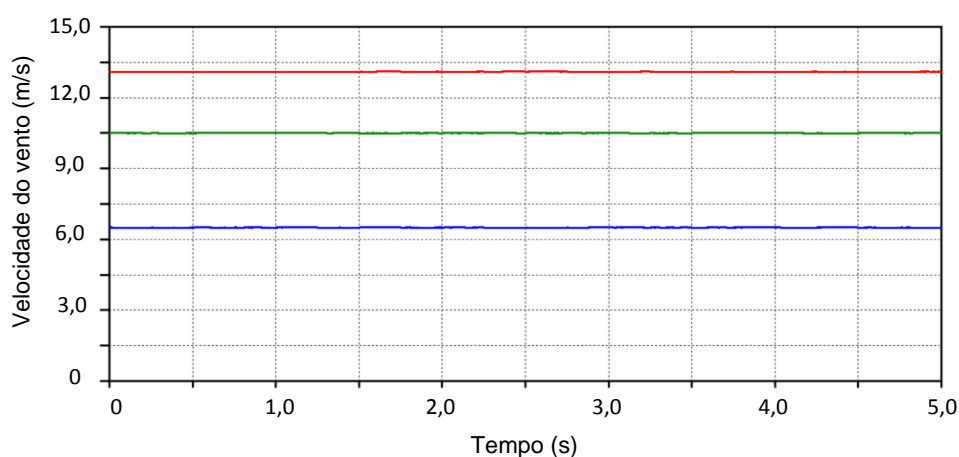
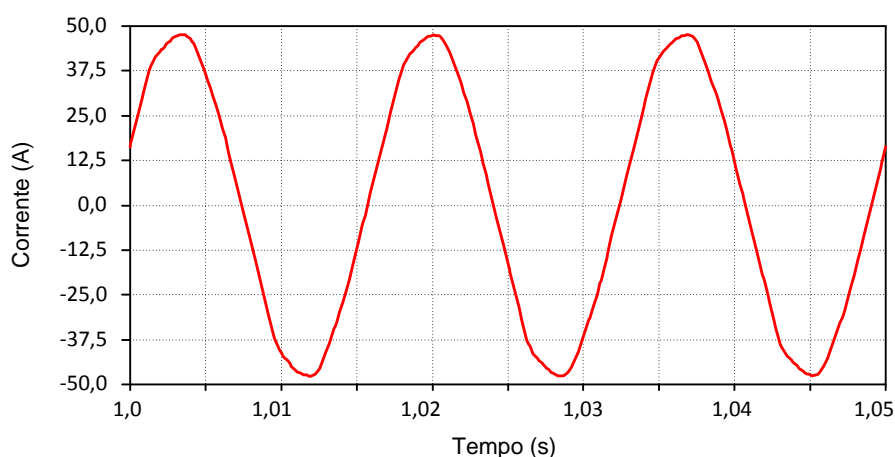
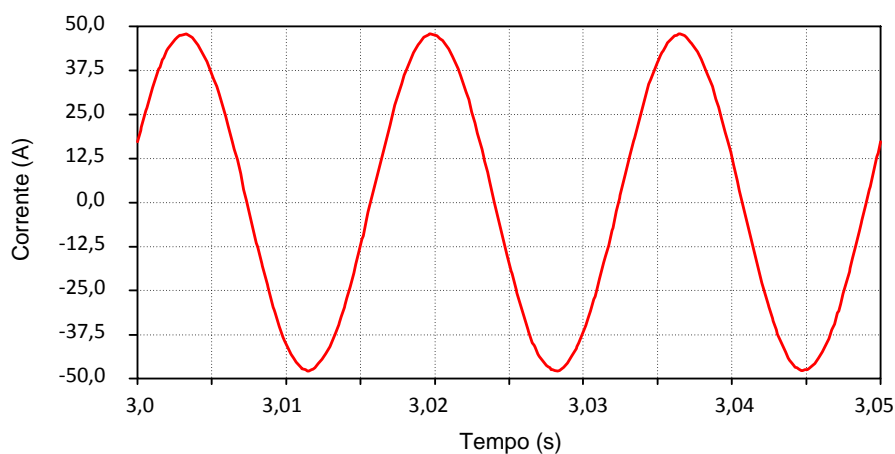


Figura 5.13: Condições de vento para fornecimento de potência ativa de 10%, 50% e 100%

Sob tais condições, a forma de onda da corrente, no lado de 34,5 kV do transformador do aerogerador, está sumarizada nas Figuras 5.14, 5.15 e 5.16. As mesmas elucidam a atuação da estratégia de controle na minimização das componentes harmônicas produzidas, independentemente de suas condições de geração. Nesse sentido, pode-se verificar, comparando-se os resultados sem e com o controle para mitigação das distorções harmônicas, melhorias significativas no comportamento da corrente, proporcionando um formato mais senoidal.

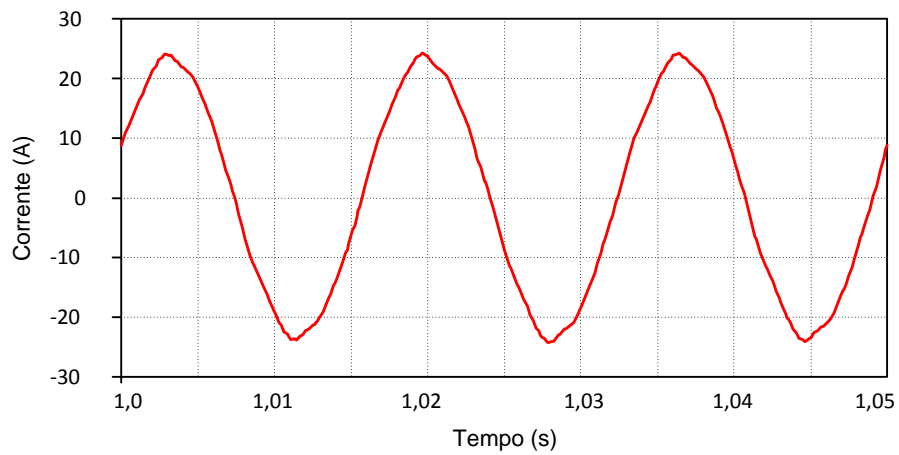


(a) Sem estratégia de minimização harmônica

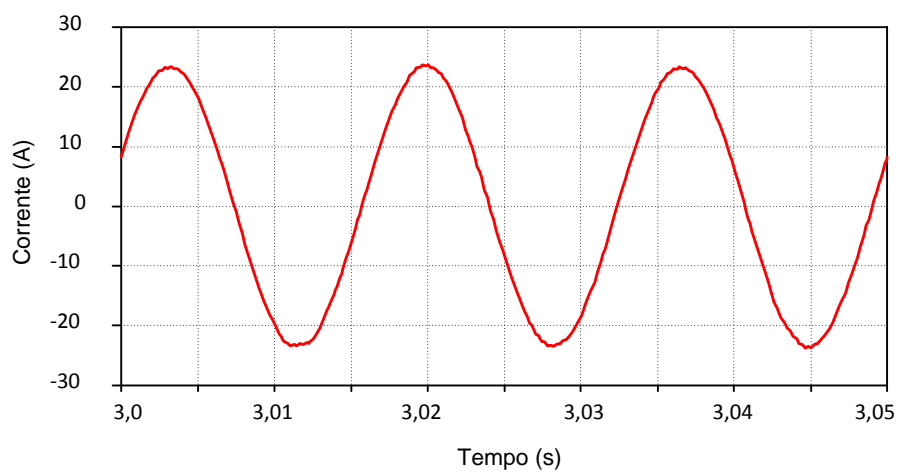


(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.14: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 13 m/s

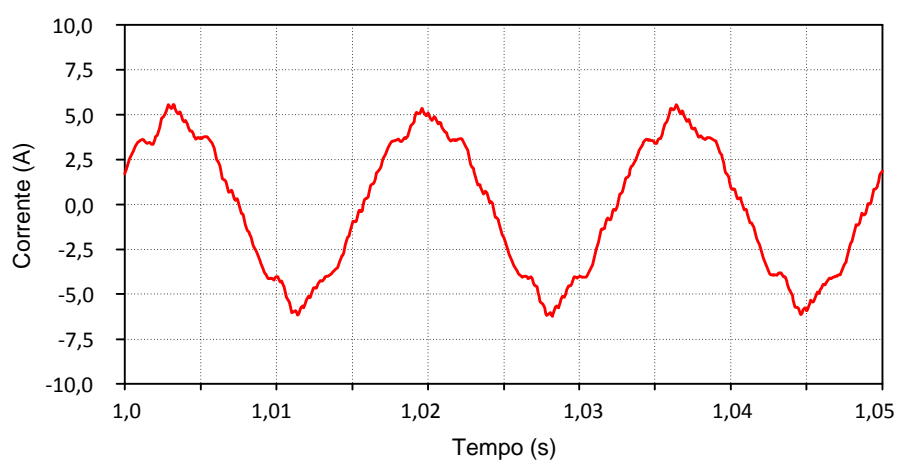


(a) Sem estratégia de minimização harmônica

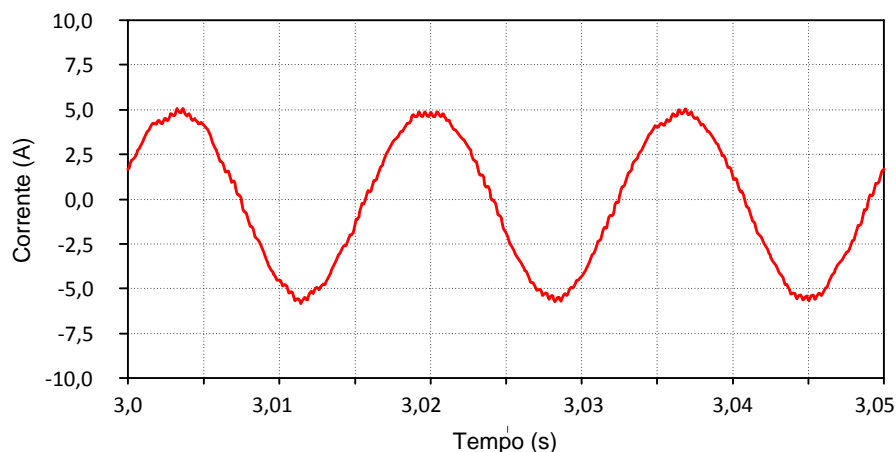


(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.15: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 10,5 m/s



(a) Sem estratégia de minimização harmônica



(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.16: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 6 m/s

De forma complementar, as Figuras 5.17, 5.18 e 5.19 apresentam o desempenho das amplitudes das correntes harmônicas, antes e após a ativação do mecanismo de mitigação. Vale destacar que, até 2 segundos, o mecanismo de controle das distorções não foi ativado, e, a partir deste, pode-se verificar o sucesso do processo.

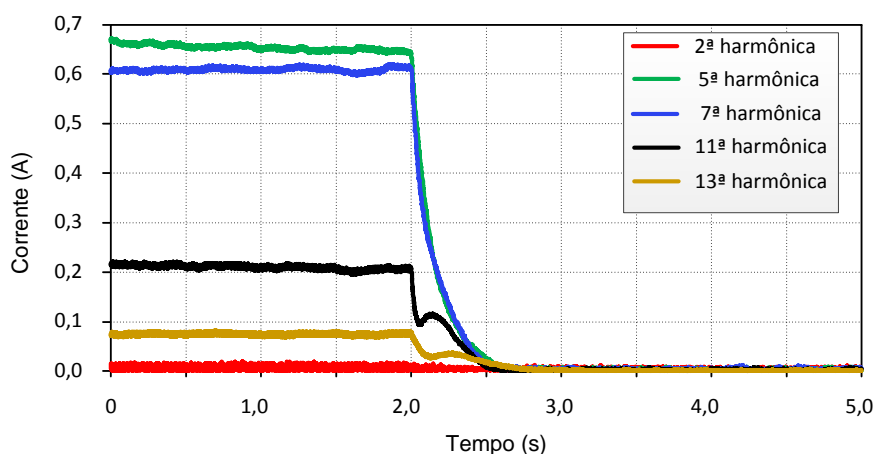


Figura 5.17: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 13 m/s

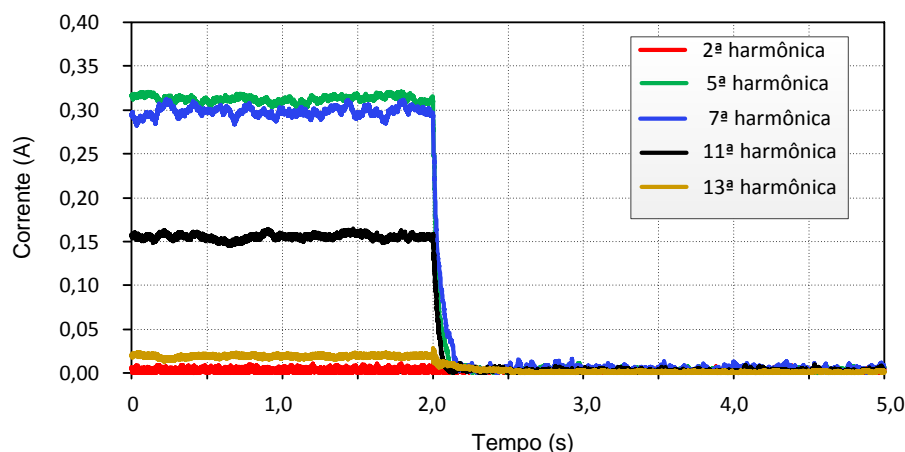


Figura 5.18: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 10,5 m/s

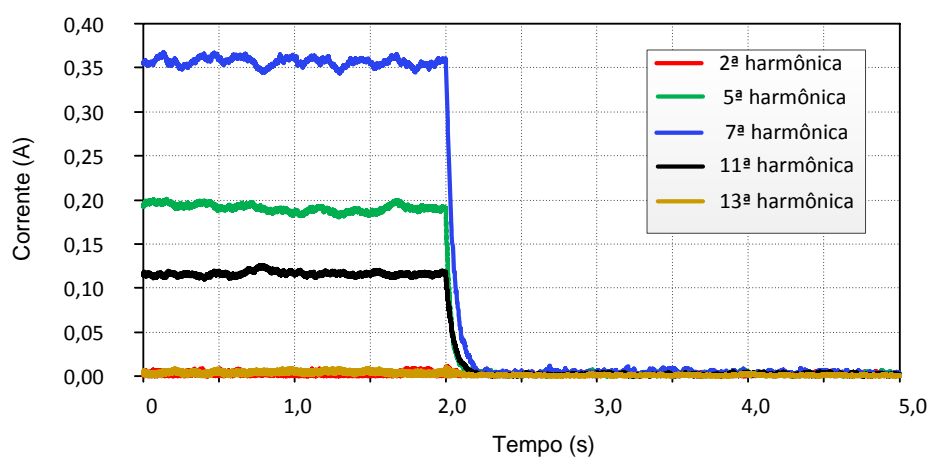


Figura 5.19: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 6 m/s

Com vistas a elucidar a modulação de frequência da tensão sintetizada nos terminais do inversor, as Figuras 5.20, 5.21 e 5.22 apresentam os sinais de referência utilizados pela unidade de geração de pulsos PWM durante o processo de mitigação, para as três condições de geração. Embora os mesmos possuam uma predominância da componente fundamental, a qual está associada aos fluxos de potências ativa e reativa, verifica-se a sobreposição de ordens harmônicas, como previsto pelo processo de mitigação em pauta.

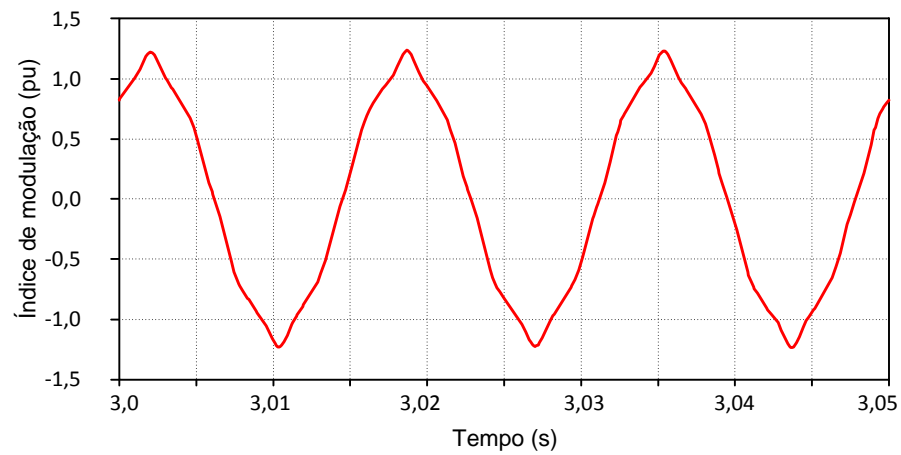


Figura 5.20: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 13 m/s

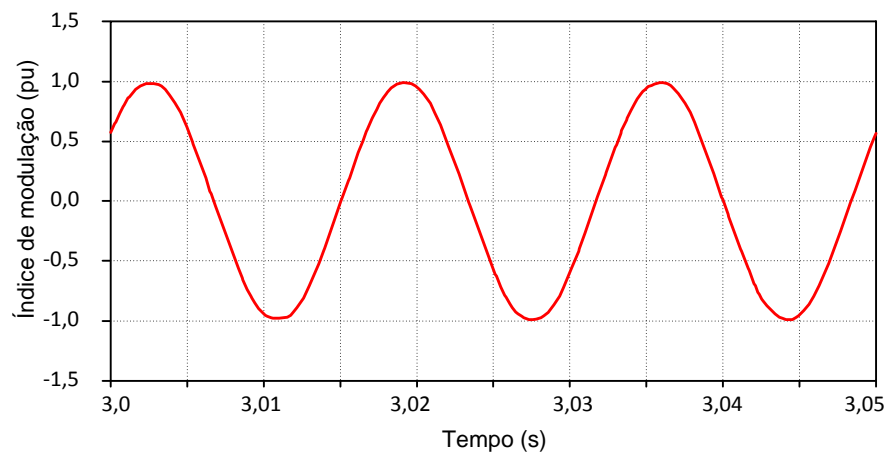


Figura 5.21: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 10,5 m/s

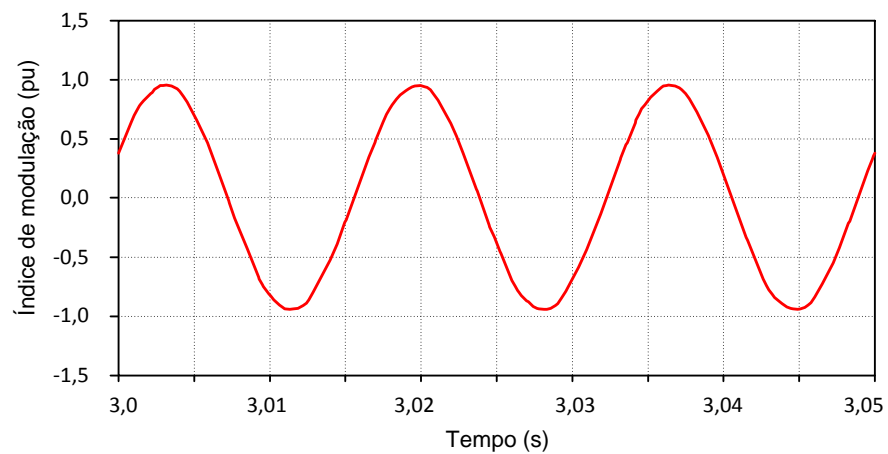


Figura 5.22: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 6,0 m/s

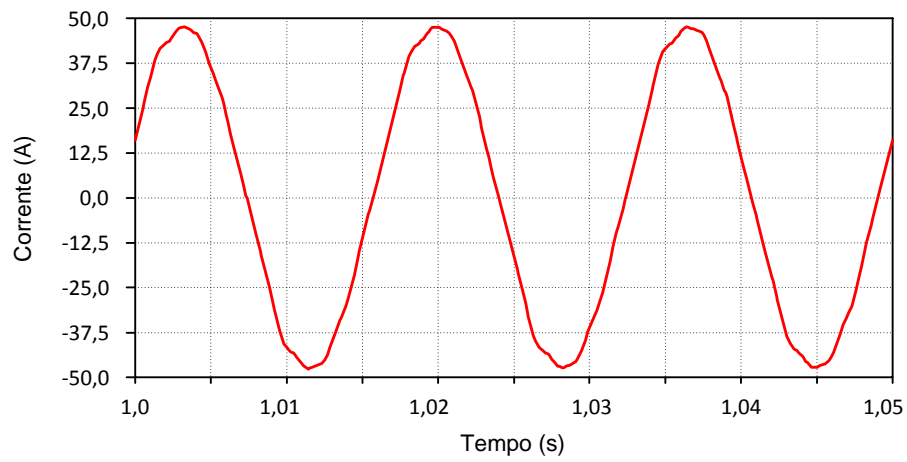
5.4.3. RESULTADOS PARA O CASO 2

A situação avaliada no presente caso investiga o desempenho da estratégia quando um único aerogerador é conectado a uma rede elétrica previamente distorcida. Para tanto, a Tabela 5.3 apresenta as distorções harmônicas individuais de tensão inseridas no ponto de acoplamento do parque eólico, caracterizado pelo barramento 03. As ordens das grandezas estão em consonância com os limites definidos pelo ONS, retratando, portanto, condições passíveis de serem encontradas em instalações reais.

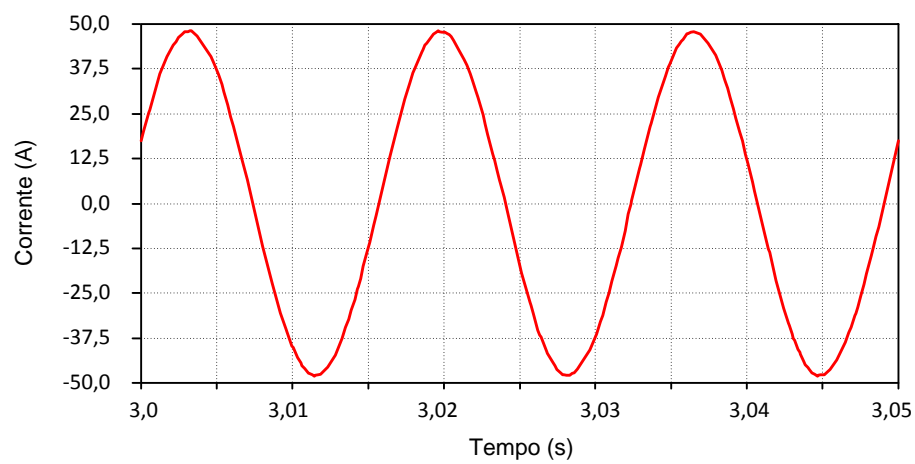
Tabela 5.3: Distorções de tensão preexistentes no PAC – Caso 02

| Componente harmônica | Distorção harmônica individual de tensão adotada na simulação | Limites para distorções individuais de tensão definido nos Procedimentos de Rede (ONS, 2011) |
|-----------------------------|--|---|
| 2 ^a | 0,4 % | 0,3 % |
| 5 ^a | 0,8 % | 0,6 % |
| 7 ^a | 0,8 % | 0,6 % |
| 11 ^a | 0,8 % | 0,6 % |
| 13 ^a | 0,8 % | 0,6 % |

As condições de vento adotadas para este estudo são idênticas àquelas utilizadas no Caso 01. As Figuras 5.23, 5.24 e 5.25 apresentam as formas de onda das correntes no secundário do transformador da unidade eólica, para os respectivos estados operativos. Mais uma vez, pode-se verificar os impactos positivos sobre o comportamento desta grandeza quando da ativação do mecanismo de controle proposto.

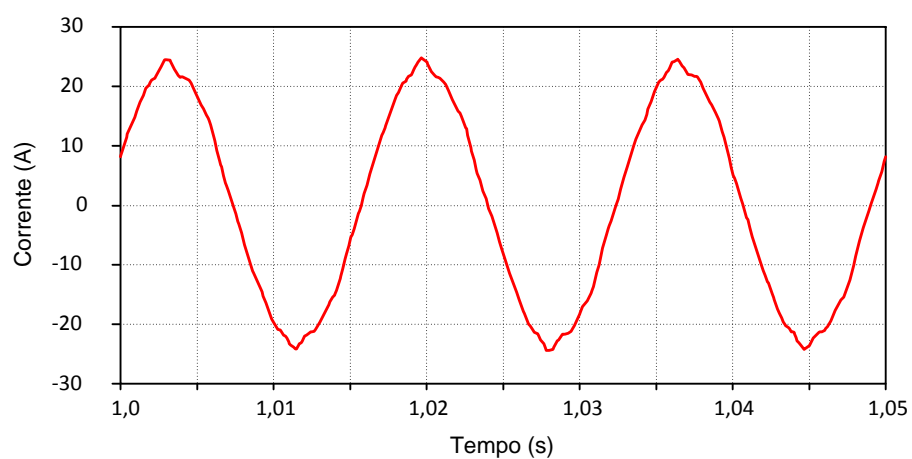


(a) Sem estratégia de minimização harmônica

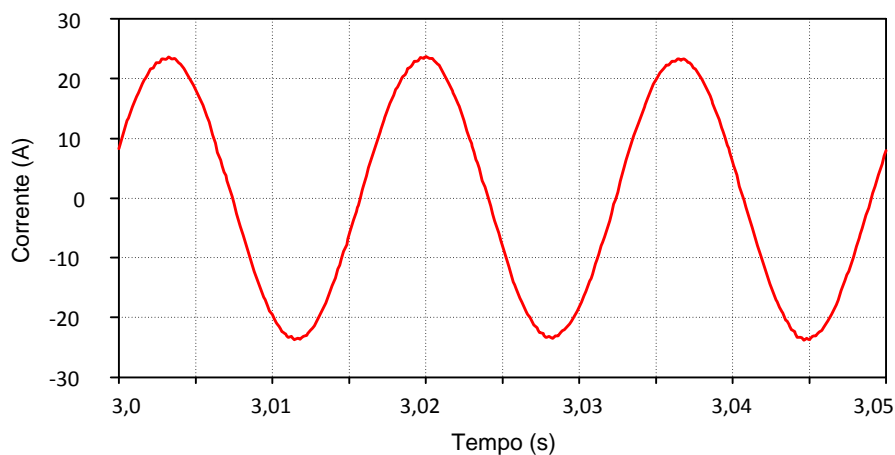


(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.23: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 13 m/s

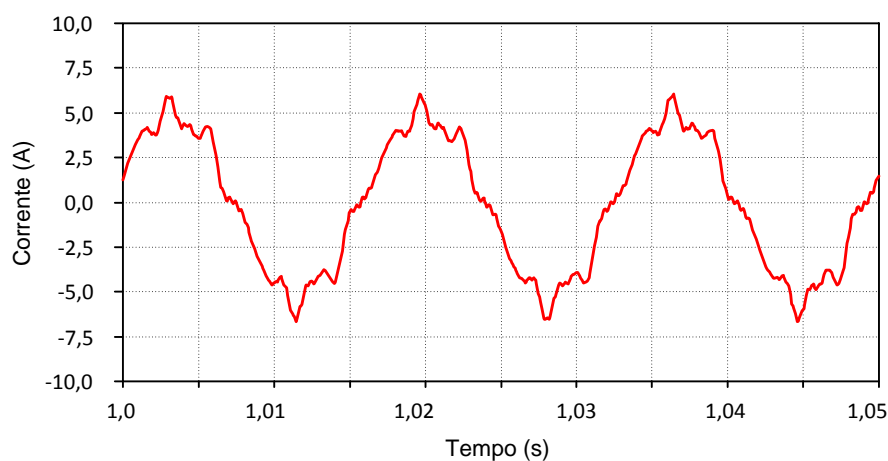


(a) Sem estratégia de minimização harmônica

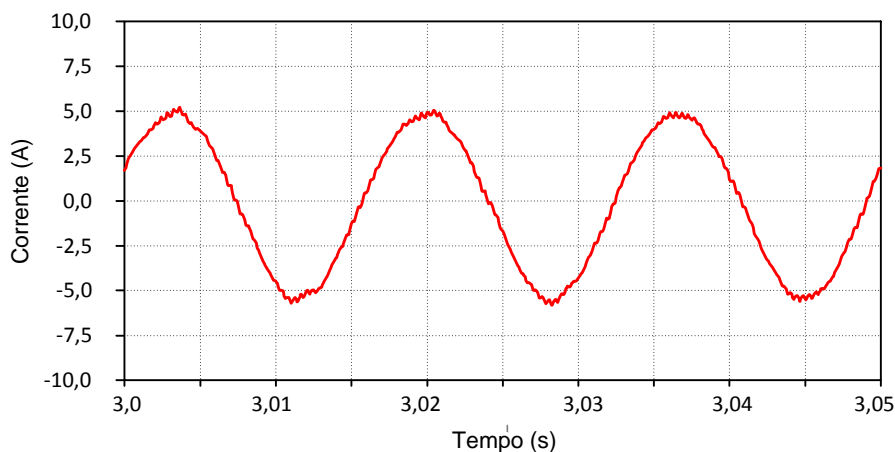


(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.24: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 10,5 m/s



(a) Sem estratégia de minimização harmônica



(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.25: Correntes produzidas pelo aerogerador – condição de vento: 6 m/s

As Figuras 5.26, 5.27 e 5.28 apresentam as amplitudes das componentes harmônicas ao longo do período de estudo. Mais uma vez, após a ativação do mecanismo de controle, a qual ocorre no instante 2 segundos, identifica-se uma forte redução nas intensidades das diversas ordens que compõem a corrente circulante entre o aerogerador e a rede elétrica.

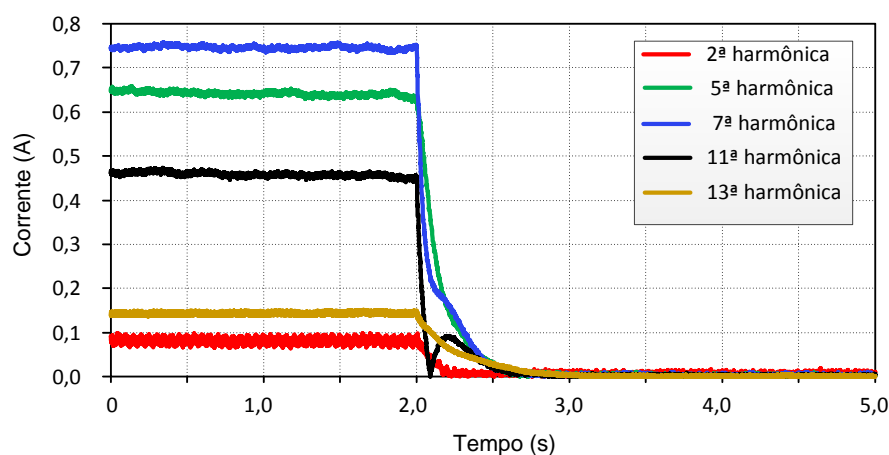


Figura 5.26: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 13 m/s

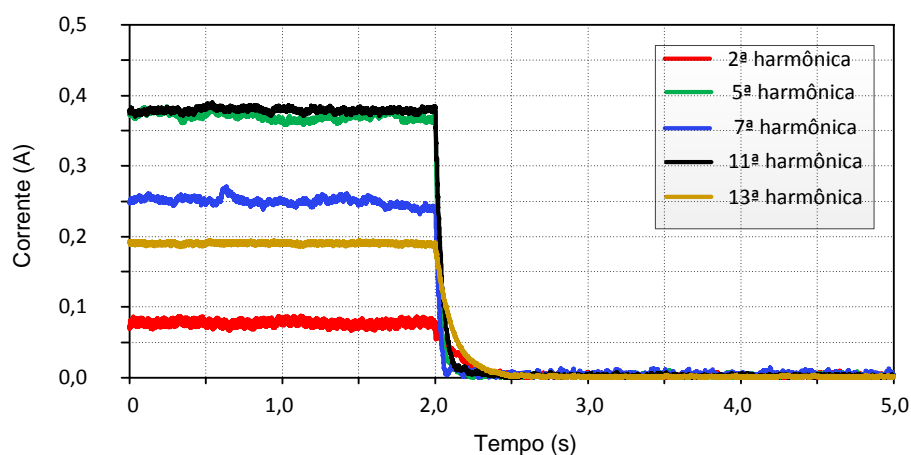


Figura 5.27: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 10,5 m/s

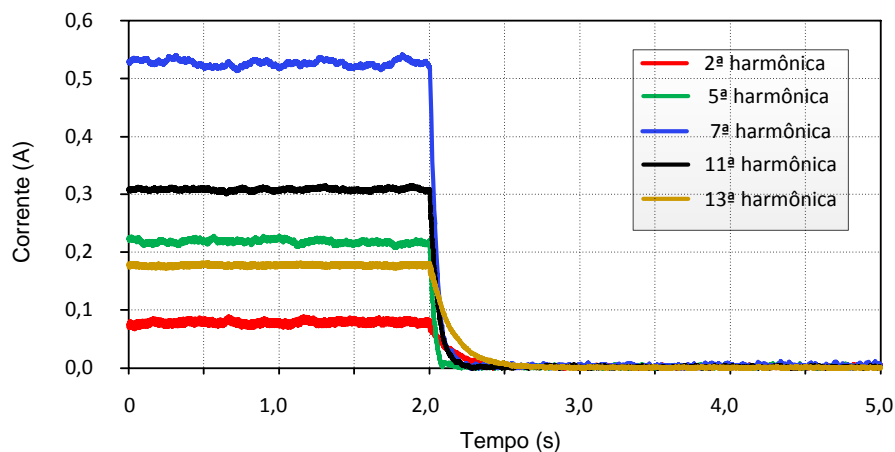


Figura 5.28: Amplitude das componentes harmônicas – condição de vento: 6 m/s

Adicionalmente, as Figuras 5.29, 5.30 e 5.31 apresentam os sinais de referência utilizados pela unidade de geração de pulsos PWM. Fica evidenciado o artifício utilizado pelo sistema de controle para a modulação de frequência da tensão a ser sintetizada nos terminais do inversor, de forma a reduzir as ordens harmônicas desejadas.

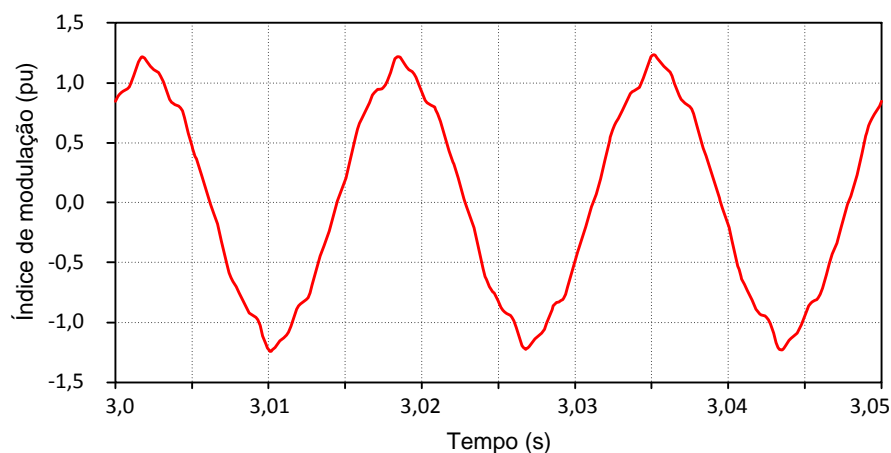


Figura 5.29: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 13,5 m/s

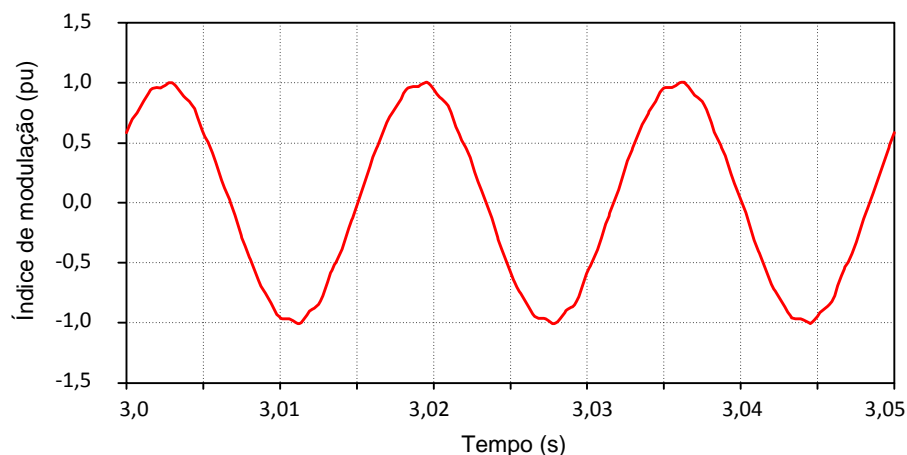


Figura 5.30: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 10,5 m/s

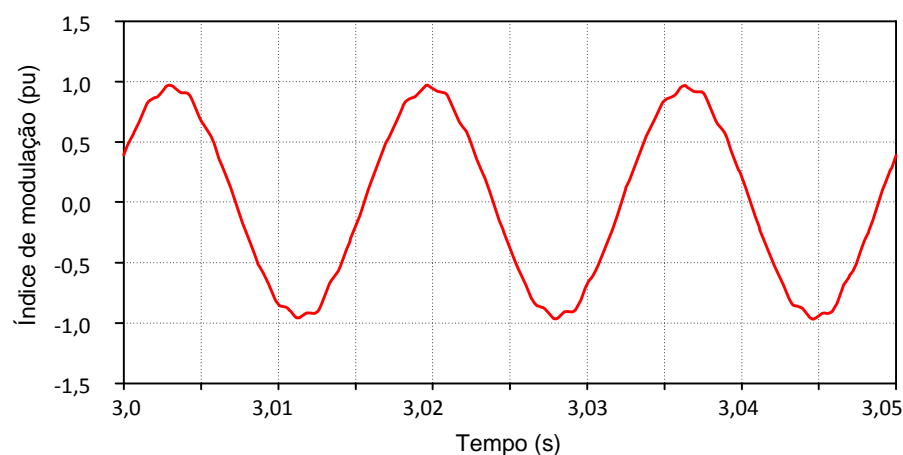
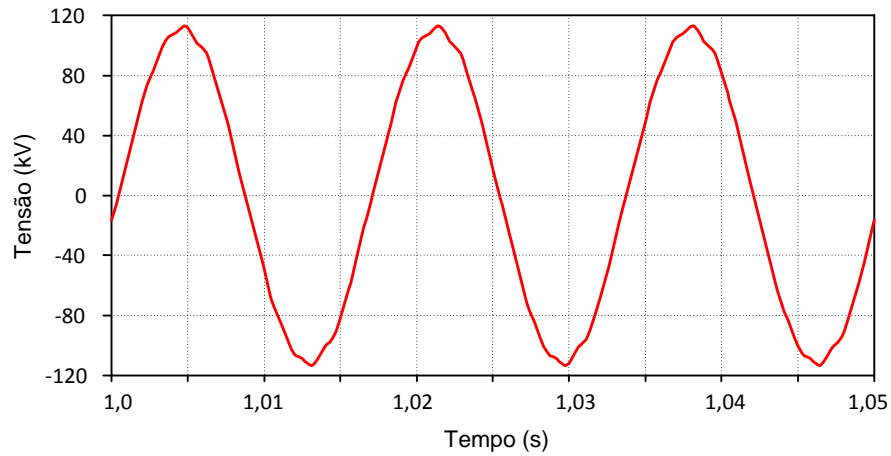
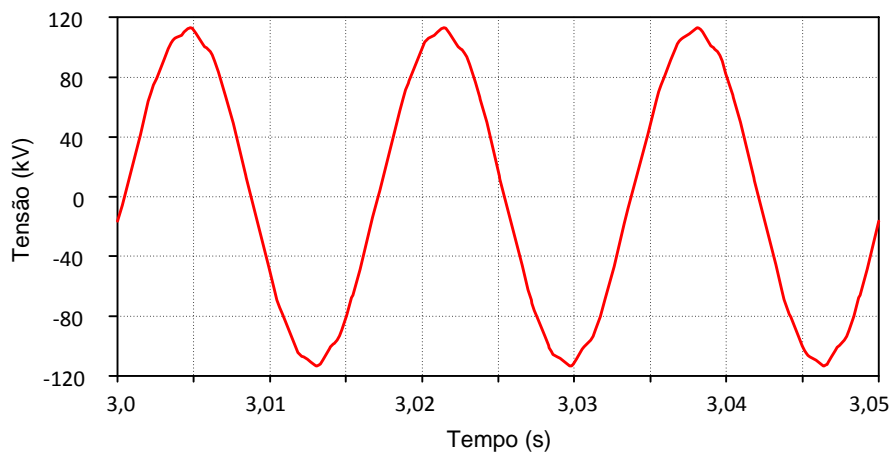


Figura 5.31: Sinal de referência para o chaveamento PWM – condição de vento: 6,0 m/s

Por fim, a Figura 5.32 apresenta a forma de onda da tensão no ponto de acoplamento da unidade eólica, antes e depois da ativação do mecanismo de mitigação. Como pode ser observado, o comportamento desta grandeza permanece praticamente constante, apresentando distorções harmônicas totais de 1,74% e 1,77% antes e depois da atuação da estratégia, respectivamente. Este fato é ratificado pela Figura 5.33, a qual apresenta os respectivos espectros das frequências presentes no ponto de conexão.

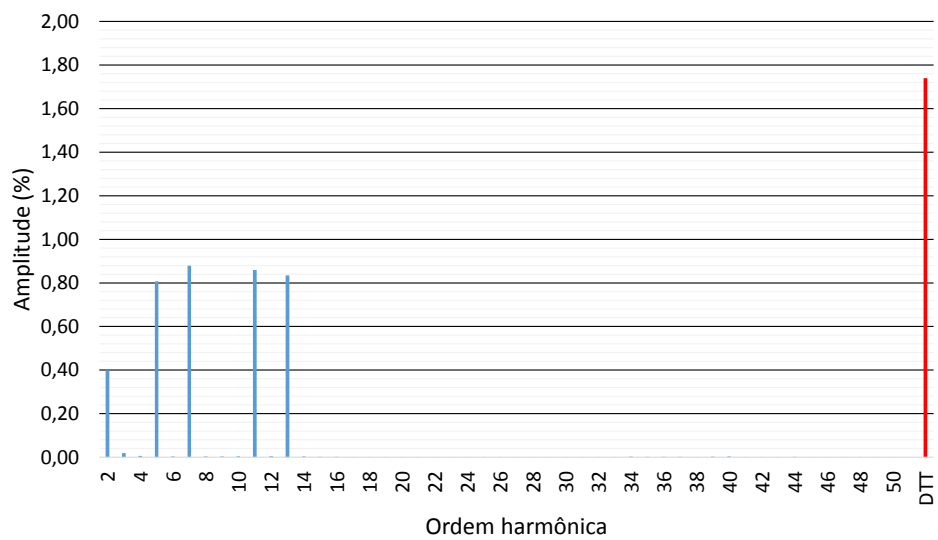


(a) Sem estratégia de minimização harmônica

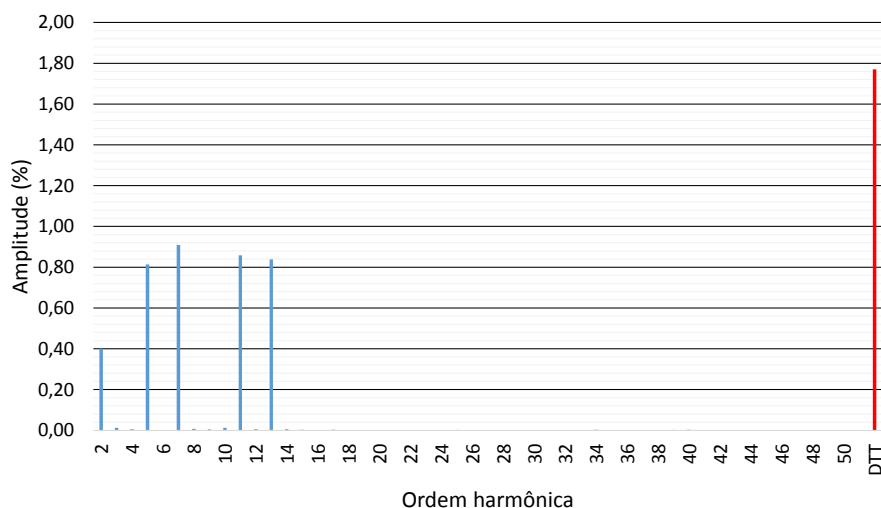


(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.32: Forma de onda da tensão no ponto de conexão – Caso 02



(a) Sem estratégia de minimização harmônica



(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.33: Espectro de frequências das tensões no ponto de conexão – Caso 02

5.4.4. RESULTADOS PARA O CASO 3

As avaliações realizadas neste último caso têm por objetivo demonstrar as potencialidades da estratégia de minimização harmônica quando da operação de um complexo de geração constituído por 35 aerogeradores conectados a uma rede de distribuição, contendo, antes da conexão do parque, distorções harmônicas semelhantes às utilizadas no caso anterior, conforme a Figura 5.34.

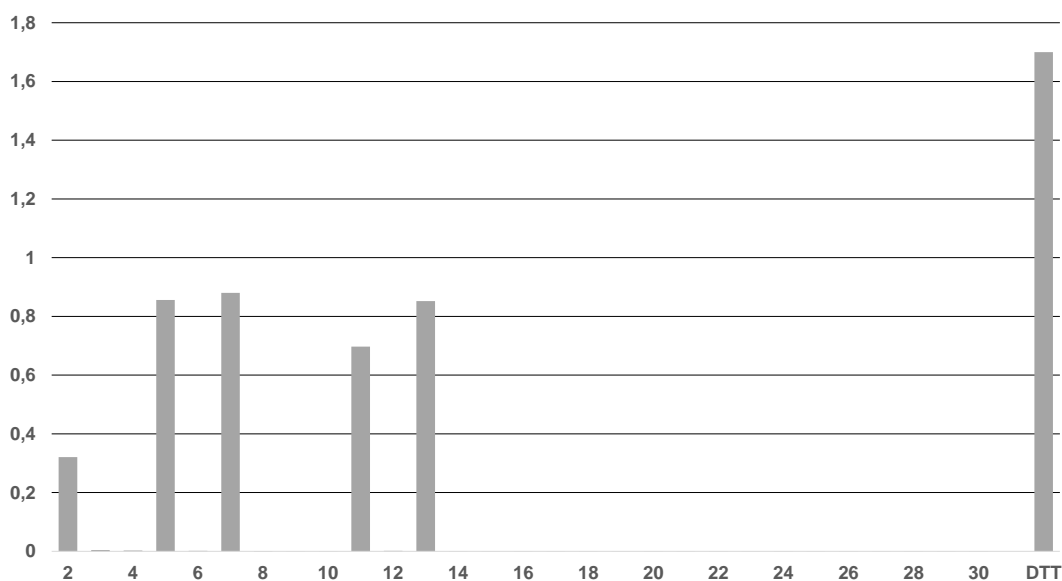


Figura 5.34: Distorções preexistentes no barramento de conexão – Caso 03

As condições de vento adotadas se caracterizam, conforme apresentado na Figura 5.35, por valores base de 13 m/s e 11 m/s adicionado de ruídos aleatórios, os quais incidem, respectivamente, no lote 1 (B-01 à B-20) e 2 (B-21 à B-35) de aerogeradores.

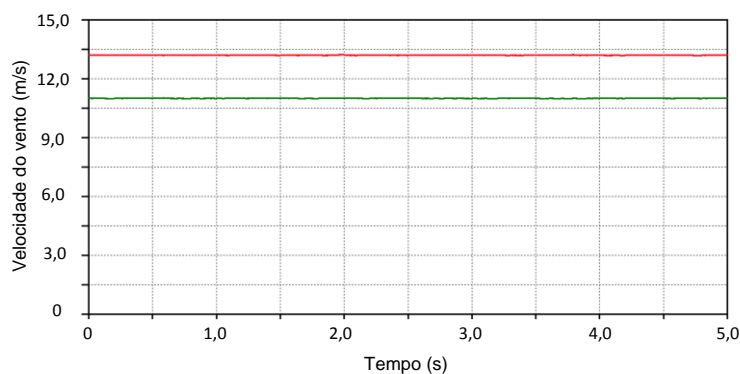
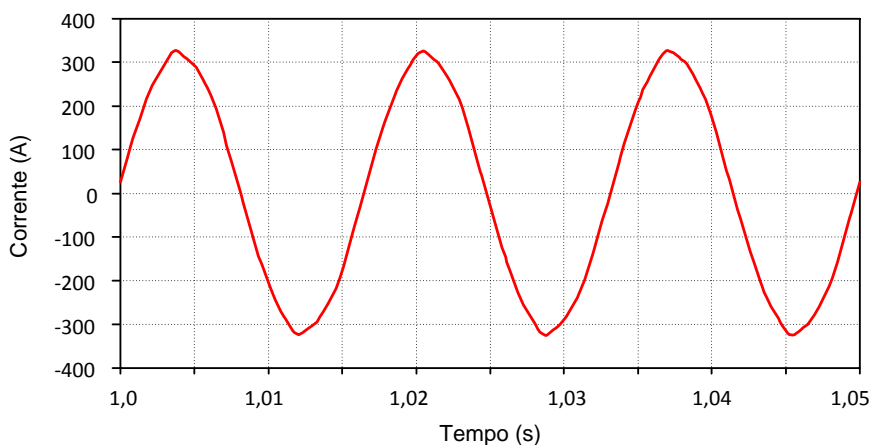
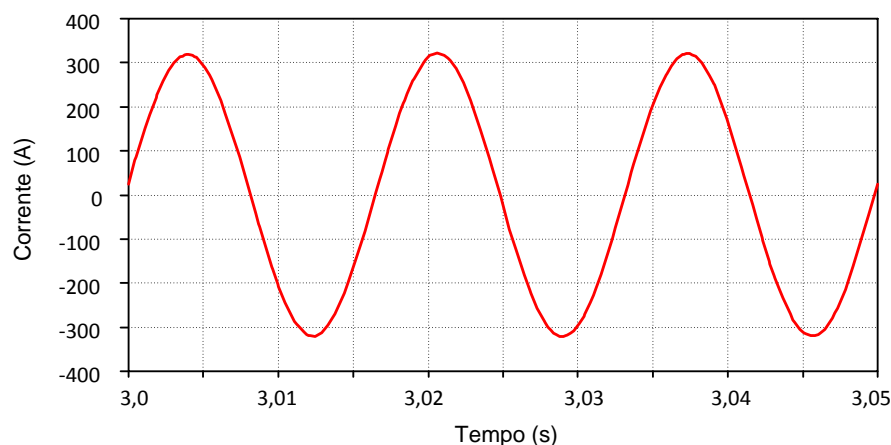


Figura 5.35: Perfil de vento – Caso 03

Para as condições impostas, a Figura 5.36 apresenta a forma de onda da corrente injetada pelo parque eólico no ponto de conexão, antes e após a ativação do sistema de mitigação. O efeito combinado da atuação da estratégia de controle nos diversos aerogeradores que compõem o complexo proporciona uma alteração no comportamento desta grandeza, de forma a torná-la mais senoidal e, por consequência, promover a redução dos impactos de acesso.



(a) Sem estratégia de minimização harmônica



(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.36: Forma de onda da corrente injetada no PAC – Caso 03

A Figura 5.37 apresenta o comportamento das amplitudes das componentes harmônicas injetadas no barramento de conexão ao longo do período de estudo, considerando que a estratégia de controle é ativada no instante 2 segundos. De forma semelhante aos casos anteriores, verifica-se que o processo de minimização harmônica proporciona uma redução na intensidade das diversas componentes existentes na corrente.

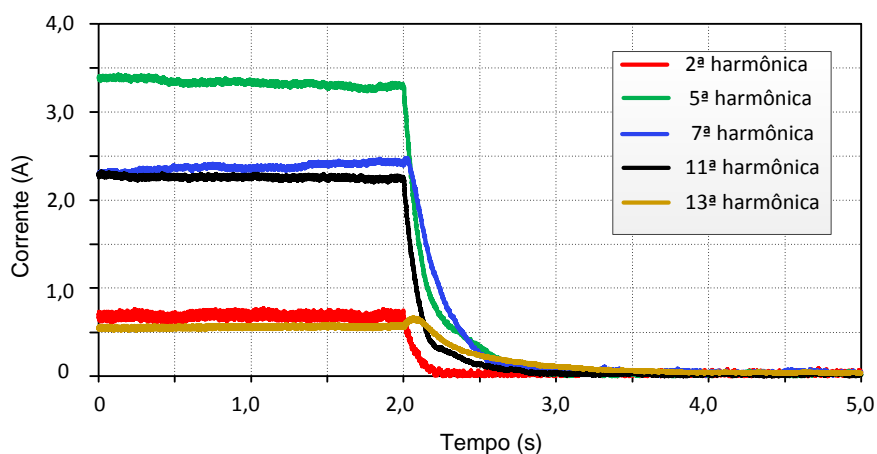


Figura 5.37: Amplitude das componentes harmônicas injetadas no PAC – Caso 03

De forma complementar, a Figura 5.38 apresenta a amplitude das correntes harmônicas no lado de 34,5 kV do transformador elevador de uma unidade de geração específica, evidenciando o processo de minimização.

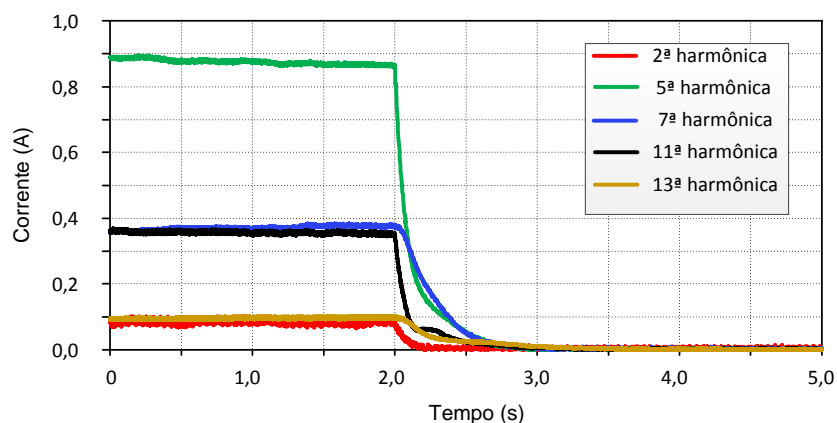
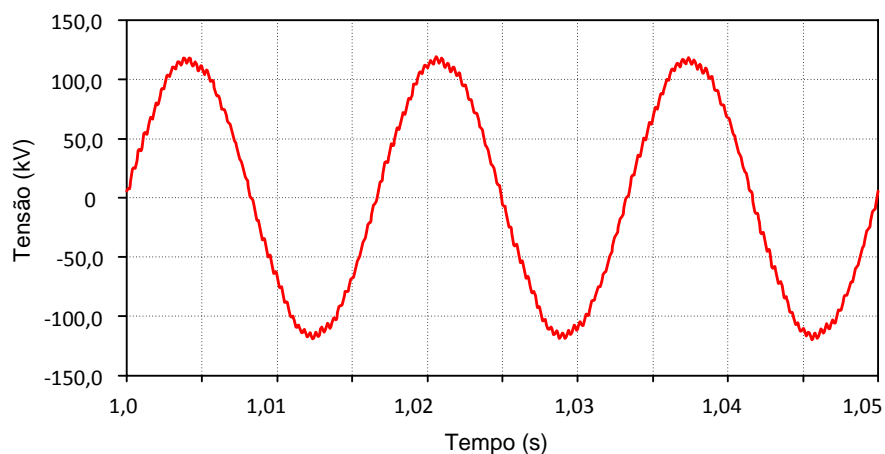


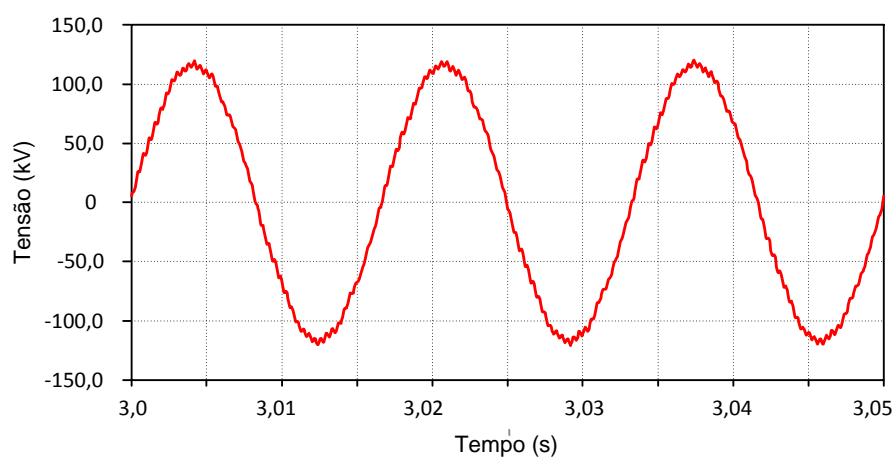
Figura 5.38: Amplitude das componentes harmônicas de um aerogerador – Caso 03

Em consonância com o exposto, as Figuras 5.39 e 5.40 ilustram, respectivamente, a forma de onda e o espectro de frequências da tensão no ponto de acoplamento do parque eólico, antes e após a ativação da técnica de minimização harmônica. Tais figuras permitem a constatação dos seguintes fatos:

- A distorção harmônica total no barramento de acoplamento, após a ativação do mecanismo de mitigação, assumiu patamares da ordem de 1,70%. Tal grandeza possui o mesmo valor da distorção imposta ao sistema antes da conexão do parque eólico, fato este também verificado para as componentes individuais. Evidencia-se, nesse sentido, a capacidade da estratégia de controle na minimização dos impactos de acesso da central geradora;
- Quando da operação do parque eólico com o mecanismo de mitigação desativado, constatou-se em uma distorção total de 1,54%. Tal redução, em relação às outras condições, se justifica por questões associadas aos ângulos de fase entre as componentes harmônicas, os quais, como pode ser visto na Figura 5.40, provocaram atenuações ou amplificações das componentes individuais. Tal situação se apresenta consonante com possíveis situações práticas e, não obstante a isto, pode-se afirmar que a estratégia de minimização é eficaz na integração de complexos eólicos;



(a) Sem estratégia de minimização harmônica



(b) Com estratégia de minimização harmônica

Figura 5.39: Forma de onda da tensão no ponto de conexão – Caso 03

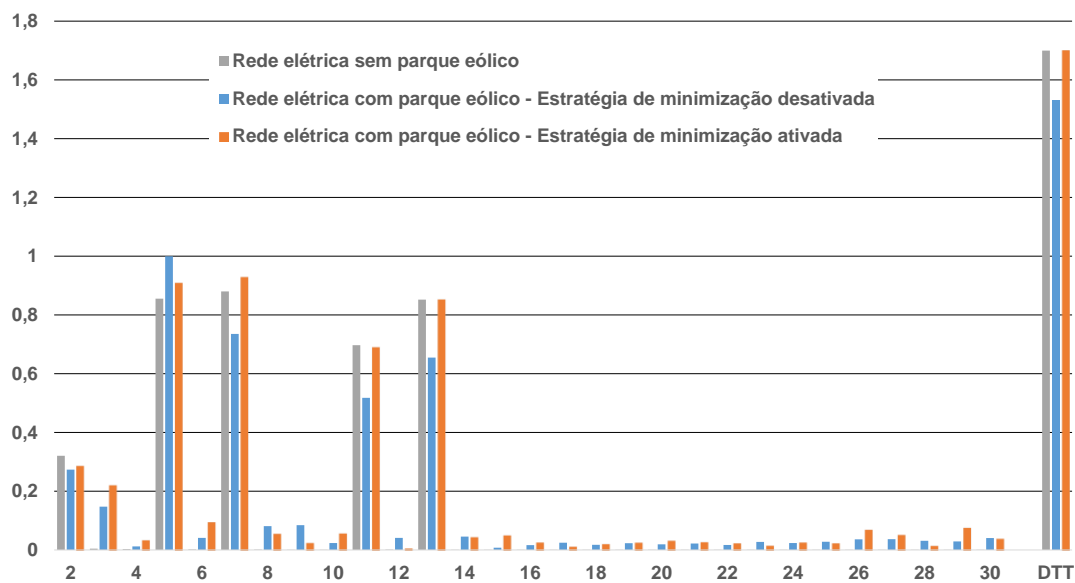


Figura 5.40: Espectro de frequências das tensões no ponto de conexão – Caso 03

5.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo foi centrado na definição de uma estratégia de controle complementar para sistemas eólicos com vistas a minimização das correntes harmônicas injetadas nas redes elétricas. Como visto, tais distorções são oriundas de alterações na tensão terminal das unidades inversoras, as quais possuem sua operação influenciada pelo comportamento do índice de modulação, atrasos nos pulsos do chaveamento PWM e distorções preexistentes no ponto de conexão. Estas condições são, pois, determinantes para o comportamento das unidades eólicas quanto à geração de distorções harmônicas.

Embora o reconhecimento de que a função dos parques eólicos esteja relacionada com o suprimento das potências ativa e reativa na frequência fundamental, os princípios operativos destas instalações determinam a produção de distúrbios que podem impactar o barramento de conexão. Assim, o desenvolvimento e implementação de mecanismos destinados a mitigação das correntes harmônicas se constitui em um requisito essencial para uma integração harmoniosa dos complexos de geração eólica. Isto pode ser proporcionado por dispositivos externos, a exemplo de filtros passivos ou ativos, ou ainda, através de estratégias de chaveamentos controlados da unidade inversora. Esta segunda alternativa se apresentou como o cerne dos desenvolvimentos aqui realizados.

Uma vez estabelecida a metodologia, bem como sua respectiva implementação computacional, a ratificação da eficácia do mecanismo foi realizada mediante três casos, os quais expressam o desempenho de complexos eólicos sob condições operacionais diversas. As duas primeiras situações consistiram na avaliação de uma única unidade eólica, quando conectada a uma rede puramente senoidal e a um ponto previamente distorcido. Complementarmente, o terceiro caso avaliou as condições de acesso de um parque eólico, constituído por 35 aerogeradores, a um sistema de distribuição típico. Em

todos os casos, pode-se constatar a eficácia da estratégia de controle na mitigação do fluxo de correntes harmônicas da central eólica para o sistema elétrico.

Tendo em vista os resultados obtidos neste capítulo, as seguintes considerações pontuais se apresentam como constatações sobre a proposta de mitigação das distorções harmônicas:

- A estratégia de minimização das distorções harmônicas incorpora funcionalidades semelhantes às aquelas encontradas em filtros ativos nas unidades de geração eólica, portanto, enquadrando-se dentro de um mecanismo intrínseco para a mitigação das correntes harmônicas;
- No que tange aos resultados computacionais, estes se apresentam, sob o ponto de vista qualitativo, com boa correlação com o desempenho físico esperado;
- O mecanismo de mitigação apresentado neste capítulo se apresenta como uma alternativa encorajadora em relação à utilização dos clássicos filtros ativos e passivos, uma vez que ela não demanda alterações no *hardware* do aerogerador, nem instalação de componentes externos.

Capítulo VI

CONCLUSÕES

Embora ao longo de cada capítulo tenha-se explorado os resultados dos desenvolvimentos feitos, é conveniente, neste momento, sintetizar os aspectos mais gerais e conclusivos acerca dos trabalhos até então realizados e seus desdobramentos. Dentro deste enfoque, pode-se reconhecer que a presente pesquisa evidencia contribuições para o controle operativo de unidades eólicas, no sentido de definir metodologias para a compensação dinâmica de potência reativa e a minimização da geração de correntes harmônicas.

Neste contexto, os trabalhos realizados permitiram as seguintes constatações e avanços:

➤ **Quanto à estratégia para a implementação das unidades de geração eólica no simulador ATP**

Esta etapa da pesquisa teve por foco o desenvolvimento de uma estratégia para a inserção, na plataforma ATP, dos modelos matemáticos dos dispositivos físicos que perfazem as unidades aerogeradoras. Tal *software* se apresenta como ferramenta de ampla difusão no setor elétrico nacional e internacional e, como visto, as técnicas de implementação estabelecidas se apoiaram no emprego de

elementos preexistentes em suas bibliotecas, bem como em novos desenvolvimentos alicerçados na linguagem MODELS. Como resultado destes esforços, foi estabelecida uma proposta de modelagem de unidades de geração eólica, constituídas por máquinas síncronas e conversão plena, que oferece meios eficazes para estudos de complexos eólicos em regime permanente, dinâmico e transitório.

Visando avaliar a aderência dos resultados computacionais ao comportamento físico esperado para tais centrais de geração, procedeu-se à realização de simulações computacionais associadas ao desempenho destes arranjos. Nesse contexto, dentre uma diversidade de trabalhos realizados optou-se, para fins de apresentação e discussão, por dois casos de estudos. Um associado ao desempenho de um único aerogerador, e outro, relativo com a operação de um parque eólico constituído por 35 unidades eólicas, as quais possuíam distintas condições de ventos incidentes.

Deve-se destacar que os resultados advindos da primeira situação foram comparados, sempre que possível, com dados de medições diretas conduzidas em campo, contemplando aerogeradores *full converter*. Assim procedendo, constatou-se que, para o denominado “Caso 01”, os modelos desenvolvidos apresentaram respostas que se mostraram consonantes com o desempenho de unidades de geração reais. Quanto aos estudos conduzidos no cenário das condições definidas para o “Caso 02”, as análises feitas ficaram centradas apenas no campo teórico, visto a inexistência de um banco de dados para a realização de comparações nos termos realizados anteriormente. Nestas condições, pode-se reconhecer que, sob o ponto de vista qualitativo, pode-se observar uma boa correlação com o desempenho físico esperado, fato este indicativo da aplicabilidade do modelo.

Por fim, destaca-se que os parâmetros representativos das unidades de geração e utilizados nas simulações foram obtidos a partir de outros trabalhos

existentes na literatura. Portanto, ainda existe a carência dos parâmetros internos reais do aerogerador para a completa avaliação dos modelos implementados.

➤ **Quanto à estratégia para a regulação de tensão no ponto de acoplamento das unidades de geração eólica**

Avançando, os passos subsequentes tiveram como objetivo principal a definição de uma estratégia para que as unidades inversoras, concomitantemente à transferência de potência ativa, viabilizassem a compensação dinâmica de reativos. Nestes termos, as unidades de geração eólica estariam disponibilizando serviços ancilares de regulação de tensão às redes elétricas.

O mecanismo apresentado se fundamentou, essencialmente, na detecção das variações de tensão no ponto de conexão das unidades individuais e utilização das curvas em *droop* para a definição das referências de potência reativa. Tal sistema permitiu que cada aerogerador apresentasse um comportamento semelhante àqueles encontrado em dispositivos STATCOM, caracterizando, por consequência, um processo descentralizado de compensação reativa, no qual cada unidade eólica contribui dentro de seus limites operacionais.

Uma vez estabelecida a estratégia, a sua avaliação de desempenho utilizou os resultados de três simulações computacionais, as quais tiveram por norte a representação de condições típicas de campo. A primeira situação investigada se caracterizou por considerar os impactos ocasionados por intermitências na geração de potência ativa devido a variações da fonte primária. Na sequência, avaliou-se a participação das unidades eólicas na regulação de tensão quando da conexão/retirada de cargas da rede de distribuição. O último caso envolveu o comportamento do sistema quando submetido a um curto-circuito trifásico. Para todas as situações, a utilização da estratégia de regulação implicou em perfis de tensão com melhores patamares.

Diante dos desempenhos obtidos, ficou, computacionalmente, evidenciado que a utilização das unidades aerogeradoras para o processo de controle de tensão do ponto de acoplamento se mostra promissora, uma vez que distúrbios manifestados na forma de variações dos níveis da tensão junto ao ponto de conexão podem ser mitigados a partir da utilização dos conversores existentes nestas gerações. De fato, tais constatações se apresentam em concordância com as diretrizes definidas em alguns países, a exemplo da Dinamarca, que exigem que parques eólicos possuam mecanismos para a compensação de potência reativa.

Um ponto meritório de destaque está no fato que, a tecnologia de regulação aqui considerada não implica em alterações da estrutura física utilizada para as unidades de geração, mas, fundamentalmente, numa filosofia operativa para os inversores de conexão.

➤ **Quanto à estratégia para a minimização da geração das distorções harmônicas**

Esta última fase da pesquisa teve como cerne a definição de uma estratégia de controle complementar para as unidades inversoras dos aerogeradores, de forma a minimizar a geração das distorções harmônicas. Conforme informado, intensas discussões no cenário mundial acerca da integração de parque eólicos às redes elétricas são motivadas pelos impactos destas fontes de energia sobre os indicadores do referido fenômeno. De fato, reconhece-se que a operação das unidades inversoras afeta os padrões de qualidade da energia do ponto de conexão, uma vez que as mesmas, em função de diferentes fatores, produzem tensões harmônicas em seus terminais.

Nesse sentido, a conexão de novas gerações eólicas implica no estabelecimento de um fluxo de correntes harmônicas entre os aerogeradores e a

rede elétrica, o que pode ocasionar, em muitos casos, a violação dos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores. Isto determina, por consequência, a necessidade de adoção de medidas para a compatibilização dos indicadores e, com esse enfoque, a alternativa apresentada nesta tese consiste na definição de malhas de controle para as componentes harmônicas, as quais viabilizam a minimização das distorções de corrente produzidas pelos aerogeradores. Tal a estratégia se caracteriza por um mecanismo intrínseco de compensação, o qual modula os sinais de referência do chaveamento PWM, integrando funcionalidades semelhantes àsquelas encontradas em filtros ativos aos inversores dos complexos eólicos.

A ratificação do desempenho do sistema de controle de mitigação descrito anteriormente foi realizada a partir de investigações computacionais diversas, as quais foram sintetizadas em três casos de estudos. Os dois primeiros consistiram na análise do comportamento de um único aerogerador quando conectado, respectivamente, a redes puramente senoidais e previamente distorcidas. De forma complementar, o terceiro caso avaliou o acesso de um parque eólico constituído por 35 aerogeradores a um sistema de distribuição típico. Em todas as situações, o mecanismo de mitigação se mostrou eficaz, de forma a minimizar o fluxo de correntes harmônicas entre as unidades de geração e rede elétrica, independente das condições de geração.

Por fim, deve-se destacar que a estratégia se apresenta com forte potencial de aplicação, uma vez que ela não implica em alterações de *hardware* dos aerogeradores e proporciona uma redução nos impactos associados ao acesso de parques eólicos às redes elétricas. Todavia, investigações adicionais ainda se fazem necessárias para a completa caracterização do mecanismo de minimização.

➤ **Quanto às investigações futuras sobre o tema**

Embora os objetivos deste trabalho tenham sido alcançados, deve-se atentar para o fato de que, até a plena consolidação e aplicação das metodologias em produtos comerciais, outros aspectos ainda se fazem necessários e merecedores de maiores investigações. Neste particular, ressaltam-se os seguintes pontos focais:

- Realização de montagens laboratoriais de forma a validar as metodologias relacionadas à compensação de potência reativa e minimização harmônica;
- Avaliação das características operacionais da unidade inversora, no que tange ao comportamento térmico e esforços elétricos das chaves, quando a mesma opera sob as condições impostas pelas metodologias apresentadas nesta tese;
- Validação dos modelos implementados a partir da utilização de parâmetros internos reais de aerogeradores e dados de medição em campo;
- Avaliação da aplicabilidade das metodologias de compensação reativa e mitigação harmônica a outras topologias de sistemas eólicos, bem como a outras fontes intermitentes de energia, a exemplo dos sistemas fotovoltaicos.

Referências Bibliográficas

ABBEY, C.; JOOS, G. Effect of low voltage ride through (LVRT) characteristic on voltage stability. Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, 2005. 12-16 June 2005. p.1901-1907 Vol. 2.

ABDULLAH, M. A. et al. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 3220-3227, 6// 2012.

AKAGI, H.; WATANABE, E. H.; AREDES, M. **Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning**. Wiley, 2007. ISBN 9780470118924.

ALZOLA, R. P. et al. Analysis of the Passive Damping Losses in LCL-Filter-Based Grid Converters. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 28, n. 6, p. 2642-2646, 2013.

AMARIS, H.; ALONSO, M. Coordinated reactive power management in power networks with wind turbines and FACTS devices. **Energy Conversion and Management**, v. 52, n. 7, p. 2575-2586, 2011.

ANAYA-LARA, O. et al. **Wind Energy Generation: Modelling and Control**. West Sussex, UK: 2009. ISBN 978-0-470-71433-1.

ANDERSON, P. M.; BOSE, A. Stability Simulation Of Wind Turbine Systems. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, v. PAS-102, n. 12, p. 3791-3795, 1983.

ANDERSON, P. M. et al. **Power system control and stability**. IEEE Press, 2003. ISBN 9780471238621.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília. 2014

ÅSTRÖM, K. J.; HÄGGLUND, T. **Advanced PID Control**. ISA - The Instrumentation, Systems, and Automation Society; Research Triangle Park, NC 27709, 2006.

BAZANELLA, A. S. **Sistemas de Controle: Principios e Metodos de Projeto**. 1. Porto Alegre, Brasil: Editora UFRGS, 2014. 306 ISBN 8570258496.

BEEKMANN, A. et al. Wind energy converters with FACTS Capabilities for optimized integration of wind power into transmission and distribution systems. Integration of Wide-Scale

Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium, 2009. 29-31 July 2009. p.1-1.

BLAABJERG, F.; LISERRE, M.; KE, M. Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 48, n. 2, p. 708-719, 2012.

BLAABJERG, F. et al. Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 53, n. 5, p. 1398-1409, 2006.

BRASIL, D. O. C. **A inserção de fontes eólicas de geração distribuída e os desafios impostos à engenharia quanto à operação e qualidade da energia elétrica.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). Goiânia, Brasil 2012.

BREKKEN, T. K. A.; MOHAN, N. Control of a Doubly Fed Induction Wind Generator Under Unbalanced Grid Voltage Conditions. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 22, n. 1, p. 129-135, 2007.

CAÑIZARES, C. A. et al. STATCOM modeling for voltage and angle stability studies. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 25, n. 6, p. 431-441, 7// 2003.

CANTARELLAS, A. M. et al. Control of an Active Filter Based Three-Level Grid Connected Converter for Wind Turbine Application. **Renewable Energy & Power Quality Journal**, v. 1, n. 11, p. 1-6, 2013.

CARVALHO, B. C. **Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica.** 2006. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT), Universidade Federal de Uberlândia (UFU), Uberlândia.

CESPEDES, M.; JIAN, S. Impedance Modeling and Analysis of Grid-Connected Voltage-Source Converters. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 29, n. 3, p. 1254-1261, 2014.

CEZAR RABELO, B. et al. Reactive Power Control Design in Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbines. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 56, n. 10, p. 4154-4162, 2009.

CHINCHILLA, M.; ARNALTES, S.; BURGOS, J. C. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 21, n. 1, p. 130-135, 2006.

CHINCHILLA, M. et al. Power limits of grid-connected modern wind energy systems. **Renewable Energy**, v. 31, n. 9, p. 1455-1470, 7// 2006.

COELHO, E. A.; CORTIZO, P. C.; GARCIA, P. F. D. Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone AC supply systems. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 38, n. 2, p. 533-542, 2002.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical power systems quality**. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2003.

EEUG. **ATP – Alternative Transient Program - Rule Book**. Bruxelas, Belgica: Leuven EMTP Center, 1987.

EMANUEL, H. et al. Power quality measurements of wind energy converters with full-scale converter according to IEC 61400-21. **Electrical Power Quality and Utilisation**, 2009. EPQU 2009. 10th International Conference on, 2009. 15-17 Sept. 2009. p.1-7.

(ENERGINET.DK). **Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greather than 11 kW**. 2010

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. Brasília, p.410. 2013

ESCOBAR, G. et al. A repetitive-based controller for the boost converter to compensate the harmonic distortion of the output Voltage. **Control Systems Technology, IEEE Transactions on**, v. 13, n. 3, p. 500-508, 2005.

FEI, W. et al. Modeling and Analysis of Grid Harmonic Distortion Impact of Aggregated DG Inverters. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 26, n. 3, p. 786-797, 2011.

(GMBH, E. O. N.). **Grid Code High and Extra High Voltage**. Bayreuth. 2006

HAQUE, M. E.; NEGNEVITSKY, M.; MUTTAQI, K. M. A Novel Control Strategy for a Variable-Speed Wind Turbine With a Permanent-Magnet Synchronous Generator. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 46, n. 1, p. 331-339, 2010.

HUA, G. et al. Unified Power Control for PMSG-Based WECS Operating Under Different Grid Conditions. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 26, n. 3, p. 822-830, 2011.

International Electrotechnical Commission (IEC). **Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, International standard IEC 61400-21**. 2008

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Std 1547.2-2008**, p.1-217. 2009

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. R. Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 21, n. 4, p. 1821-1831, 2006.

KAYIKCI, M.; MILANOVIC, J. V. Reactive Power Control Strategies for DFIG-Based Plants. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 22, n. 2, p. 389-396, 2007.

KIM, H.-W.; KIM, S.-S.; KO, H.-S. Modeling and control of PMSG-based variable-speed wind turbine. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 1, p. 46-52, 1// 2010.

- KOURO, S. et al. Recent Advances and Industrial Applications of Multilevel Converters. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 57, n. 8, p. 2553-2580, 2010.
- LI, S. et al. Direct-current vector control of three-phase grid-connected rectifier–inverter. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 2, p. 357-366, 2// 2011.
- LIHUI, Y. et al. Advanced Control Strategy of DFIG Wind Turbines for Power System Fault Ride Through. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 27, n. 2, p. 713-722, 2012.
- LIMA, F. K. A. et al. Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado diante de Afundamentos de Tensão. **Revista Eletrônica de Potência**, v. 14, n. 3, p. 189-199, 2009.
- LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 41, n. 5, p. 1281-1291, 2005.
- LISERRE, M. et al. Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 58, n. 4, p. 1081-1095, 2011.
- LISERRE, M.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F. Multiple harmonics control for three-phase grid converter systems with the use of PI-RES current controller in a rotating frame. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 21, n. 3, p. 836-841, 2006.
- LOH, P. C. et al. Mixed-frame and stationary-frame repetitive control schemes for compensating typical load and grid harmonics. **Power Electronics, IET**, v. 4, n. 2, p. 218-226, 2011.
- MENDES, V. F. et al. Modeling and Ride-Through Control of Doubly Fed Induction Generators During Symmetrical Voltage Sags. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 26, n. 4, p. 1161-1171, 2011.
- MOHSENI, M.; ISLAM, S. M. Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 6, p. 3876-3890, 8// 2012.
- MORREN, J.; DE HAAN, S. W. H. Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 22, n. 1, p. 174-180, 2007.
- MOTA, D. S.; GOLDEMBERG, C. Comparison Between Voltage Control Structures of Synchronous Machines. **Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)**, v. 8, n. 6, p. 631-636, 2010.
- MUYEEN, S. M. et al. A Variable Speed Wind Turbine Control Strategy to Meet Wind Farm Grid Code Requirements. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 1, p. 331-340, 2010.

NAPOLIS, J. et al. Selective Harmonic Mitigation Technique for High-Power Converters. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 57, n. 7, p. 2315-2323, 2010.

NIAN, H.; ZENG, R. Improved control strategy for stand-alone distributed generation system under unbalanced and non-linear loads. **Renewable Power Generation, IET**, v. 5, n. 5, p. 323-331, 2011.

OLIVEIRA, R. G. et al. Desenvolvimento de uma Nova Estratégia de Controle de Potência Reativa em Gerador de Indução de Dupla Alimentação para Turbinas Eólicas. **Revista Eletrônica de Potência**, v. 13, n. 10, p. 227-284, 2008.

Operador Nacional do Sistema (ONS). **Procedimentos de Rede Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Brasília. 2010

Operador Nacional do Sistema (____). **Procedimentos de Rede Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes**. Brasília. 2011

REZEK, A. J. J. et al. The Modulus Optimum (MO) Method Applied to Voltage Regulation Systems: Modeling, Tuning and Implementation. 2001 International Conference on Power Systems Transients (IPST), 2001. Rio de Janeiro, Brasil. 24-28 Junho 2001. p.1-6.

RODRIGUEZ, P. et al. A Stationary Reference Frame Grid Synchronization System for Three-Phase Grid-Connected Power Converters Under Adverse Grid Conditions. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 27, n. 1, p. 99-112, 2012.

SALEH, S. A.; AHSHAN, R. Resolution-Level-Controlled WM Inverter for PMG-Based Wind Energy Conversion System. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 48, n. 2, p. 750-763, 2012.

SEON-HWAN, H.; JANG-MOK, K. Dead Time Compensation Method for Voltage-Fed PWM Inverter. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 1, p. 1-10, 2010.

SEUNG-GI, J.; PARK, M. H. The analysis and compensation of dead-time effects in PWM inverters. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on**, v. 38, n. 2, p. 108-114, 1991.

SHA, D.; WU, D.; LIAO, X. Analysis of a hybrid controlled three-phase grid-connected inverter with harmonics compensation in synchronous reference frame. **Power Electronics, IET**, v. 4, n. 7, p. 743-751, 2011.

SHARAF, A. M.; WANG, W.; ALTAS, I. H. A novel hybrid active filter compensator for stabilization of wind-utility grid interface scheme. **European Transactions on Electrical Power**, v. 20, n. 3, p. 306-326, 2010.

SHUN, L.; QIAOHUI, H.; WEI-JEN, L. A Survey of Harmonic Emissions of a Commercially Operated Wind Farm. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 48, n. 3, p. 1115-1123, 2012.

SINGH, B. et al. Static synchronous compensators (STATCOM): a review. **Power Electronics, IET**, v. 2, n. 4, p. 297-324, 2009.

SLOOTWEG et al. Voltage Control Methods with Grid Connected WindTurbines: a tutorial review. **Wind Engineering**, v. 25, n. 6, p. 353-365, 11/01/ 2001.

TENTZERAKIS, S. T.; PAPATHANASSIOU, S. A. An Investigation of the Harmonic Emissions of Wind Turbines. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 22, n. 1, p. 150-158, 2007.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. Wiley, 2011. ISBN 9781119957201.

TREMBLAY, E.; CHANDRA, A.; LAGACE, P. J. Grid-side converter control of DFIG wind turbines to enhance power quality of distribution network. Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE, 2006. 0-0 0. p.6 pp.

TSILI, M.; PAPATHANASSIOU, S. A review of grid code technical requirements for wind farms. **Renewable Power Generation, IET**, v. 3, n. 3, p. 308-332, 2009.

ULLAH, N. R.; BHATTACHARYA, K.; THIRINGER, T. Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers - Technical and Economic Issues. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 24, n. 3, p. 661-672, 2009.

VAN-TUNG, P.; HONG-HEE, L. Control Strategy for Harmonic Elimination in Stand-Alone DFIG Applications With Nonlinear Loads. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 26, n. 9, p. 2662-2675, 2011.

WACHTEL, S. et al. Certification of Wind Energy Converters with FACTS Capabilities. European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2008), 2008. Brussels. 31 Março a 3 Abril 2008. p.1-7.

WU, B. et al. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. Wiley, 2011. ISBN 9780470593653.

World Wind Energy Association (WWEA). **WWEA publishes Half-year Report 2013**. Bonn, Alemanha. 2013

ZHE, C.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F. A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 24, n. 8, p. 1859-1875, 2009.

Apêndice I

IMPLEMENTAÇÃO DOS MODELOS NA PLATAFORMA ATP

Este apêndice apresenta os códigos-fonte e os detalhes do processo de implementação dos modelos de uma unidade eólica na plataforma ATP.

➤ Vento

```
MODEL VENTO

OUTPUT
    vento    -- saída da velocidade do vento

DATA
    V_base    {dflt:8}    --Componente de velocidade constante do vento
    t0_rj      {dflt:3}    --Tempo inicial da rajada
    tf_rj      {dflt:5}    --Tempo final da rajada
    ap_rj      {dflt:3}    --Amplitude maxima da rajada
    t0_ram     {dflt:7}    --Tempo inicial da rampa
    tf_ram     {dflt:9}    --Tempo final da rampa
    ap_ram     {dflt:0}    --Amplitude maxima da rampa
    M_ruid     {dflt:1}    --Multiplicador da amplitude do ruído

VAR
    vento      --Valor final da velocidade do vento
    ventol     --saída da velocidade do vento (sem o ruído)
    Vraj       --Componente rajada do vento
    Vramp      --Componente rampa do vento
    ram[1..400] --Recebe a variavel randomica
    Vrui[1..400] --Ruído
    Vrui0[1..400] --Somatório dos ruídos
    Vruido     --Componente ruído do vento
    Wi         -- Declaração de uma variavel auxiliar para calculo do ruído
    i          -- Declaração de uma variavel auxiliar para calculo do ruído
    S          -- Densidade espectral - para calculo do ruído
    W          -- Variação da velocidade - para calculo do ruído
    arrast     -- Coeficiente de arrasto da superficie
    turbu      -- Escala da Turbulencia
```

Apêndice I

```
INIT
  Vruido:=0
  i := 1.0          -- Inicializacao da variavel auxiliar para calculo do ruido
  W := 1.5
  arrast := 0.0001  -- Coeficiente de arrasto da superficie
  turbu := 12       -- Escala da Turbulencia
  ram[1..400]:=0
  Vrui0[1..400]:=0
  Vrui[1..400]:=0
ENDINIT

EXEC

-----Calculo da velocidade do vento-----

  IF t > t0_rj THEN
    IF t < tf_rj THEN
      Vraj:=(ap_rj/2)*[1-cos(2*pi*((t-t0_rj)/(tf_rj-t0_rj)))]
    ELSE
      Vraj:=0
    ENDIF
  ELSE
    Vraj:=0
  ENDIF

  IF t > t0_ram THEN
    IF t < tf_ram THEN
      Vramp:=ap_ram*[1-((t-tf_ram)/(t0_ram-tf_ram))]
    ELSE
      Vramp:=0
    ENDIF
  ELSE
    Vramp:=0
  ENDIF

--Calculo da componenete de ruido
  IF Vruido <> 0.0 THEN
    Vruido := 0.0
    i := 1.0
  ENDIF

  WHILE (i < 50) DO

    Wi := (i - 0.5)*W

    S:=(2*arrast*(turbu**2)*abs(Wi))/((pi**2)*(1+(turbu*Wi/(V_base*pi))**2)**(4/3))

    i := i + 1

    Vruido:=Vruido+2*sqrt(S*W)*cos(Wi*t+ 2*pi*random())

  ENDWHILE

  vento:=V_base+Vraj+Vramp+Vruido

ENDEXEC
ENDMODEL
```

➤ Turbina eólica e gerador síncrono

```

MODEL MS_RA
INPUT
    vento          -- velocidade do vento
    Ia             -- Corrente do estator (A)
    Ib             -- Corrente do estator (A)
    Ic             -- Corrente do estator (A)
    If             -- Corrente de excitação do gerador
    I_dd           -- Corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto
    I_qq           -- Corrente do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura

OUTPUT
    V[1..3]        -- Tensão de saída do gerador (estator)
    Vf             -- Reação de armadura do enrolamento de campo
    V_dd           -- Derivada do fluxo do enrolamento amortecedor de eixo direto
    V_qq           -- Derivada do fluxo do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura
    vmec           -- Velocidade mecânica da turbina, em rad/s

DATA
    R_turb         {dflt:21}      -- Raio da turbina eólica
    J_ms           {dflt:1E3}     -- Inercia do conjunto turbina/máquina síncrona
    W_turb         {dflt:33}      -- Velocidade nominal da turbina (rpm)
    Cut_in         {dflt:3}       -- Velocidade de Cut_in
    Cutout         {dflt:18}      -- Velocidade de Cut_out
    Snom           {dflt:600}     -- Potência trifásica nominal [kVA]
    Vnom           {dflt:600}     -- Tensão nominal [V]
    f_nom          {dflt:60}      -- Frequência nominal [Hz]
    polos          {dflt:60}      -- Número de polos do gerador
    Xl             {dflt:0.0015}   -- Reatância de dispersão de uma fase do estator [pu]
    Xd             {dflt:0.7}     -- Reatância de eixo direto [pu]
    Xd_tra         {dflt:0.248}   -- Reatância transitória de eixo direto [pu]
    Xd_sub         {dflt:0.184}   -- Reatância subtransitória de eixo direto [pu]
    Xq             {dflt:0.68}    -- Reatância de eixo em quadratura [pu]
    Xq_sub         {dflt:0.1}     -- Reatância subtransitória de eixo em quadratura [pu]

    R_est          {dflt:0.013}   -- Resistência do estator [pu]
    Irotor         {dflt:190}     -- Corrente nominal de campo

VAR
    -- Grandezas associadas à turbina
    beta           -- Ângulo de passo
    lambda         -- Razão de velocidade da pá
    lamb_i         -- Razão de velocidade da pá
    Cp             -- Coeficiente de potência
    P_mec          -- Potência mecânica
    T_mec          -- Conjugado mecânico

    -- Grandezas mecânicas
    d_vmec         -- Incremento de velocidade (para equação do balanço)
    v_elet         -- Velocidade elétrica
    v_mec          -- Variável auxiliar para velocidade mecânica
    vmec           -- velocidade mecânica
    teta_mec       -- Posição angular mecânica
    teta_elet      -- Posição angular elétrica
    T_ele          -- Conjugado eletromagnético total

    -- Parcelas de corrente da máquina
    Id_est         -- Corrente de eixo direto
    Iq_est         -- Corrente de eixo em quadratura
    I0_est         -- Corrente de campo
    If_pu          -- Corrente de campo
    I_dd_pu        -- Corrente no enrolamento amortecedor de eixo direto
    I_qq_pu        -- Corrente no enrolamento amortecedor de eixo em quadratura

    -- Parcelas do fluxo magnético da máquina

```

```

Fluxo_d      -- Fluxo de eixo direto
Fluxo_q      -- Fluxo de eixo em quadratura
Fluxo_0      -- Fluxo de sequencia zero
Fluxo_f      -- Fluxo no enrolamento de campo
Fluxo_dd     -- Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto
Fluxo_qq     -- Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo em quadratura

-- Indutâncias da máquina
Ld           -- Indutância de eixo direto
Lq           -- Indutância de eixo em quadratura
Ls
Lm
Ms
Lf
Xlf
Ldd
Xldd
Lqq
Xlqq
Mf
Md
Mq
Mr

-- Tensões geradas
V_d
V_q
V[1..3]      -- Tensão de saída do gerador (estator)
Vf           -- Reação de armadura do enrolamento de campo
V_dd         -- Derivada do fluxo do enrolamento amortecedor de eixo direto
V_qq         -- Derivada do fluxo do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura

-- Valores base do estator
I_base
L_base
Kf           -- Constante de proporcionalidade para enrolamento de campo
Kdd          -- Constante de proporcionalidade para enrolamento amortecedor - eixo direto
Kqq          -- Constante de proporcionalidade para enrolamento amortecedor - eixo em quadratura
Lf_base
Ldd_base
Lqq_base
Mf_base
Mdd_base
Mqq_base
Mr_base
M_rotor

P_mec_cal
ER_PMEC
beta_ref
ER_beta
int_beta

INIT

lambda := 0
lamb_i := 0
Cp := 0
P_mec := 0
T_mec := 0
T_ele := 0.01
v_mec := W_turb*(2*pi/60)/6
vmec := W_turb*(2*pi/60)/6

```

```

v_elet := 0
teta_elet := 0
teta_mec := 0
d_vmec := 0

Id_est := 0
Iq_est := 0

histdef( V_d ) := 0
histdef( V_q ) := 0
histdef( V_f ) := 0
histdef( V_dd ) := 0
histdef( V_qq ) := 0

P_mec_cal := 0
ER_PMEC := 0
histdef( beta_ref ) := 0
ER_beta := 0
histdef( int_beta ) := 0
histdef( beta ) := 0

-- Calculo dos valores base do estator
I_base := (Snom*1000/3)/(Vnom/sqrt(3))
L_base := (Vnom/sqrt(3))/(2*pi*f_nom*I_base)

-- Calculo dos valores base do rotor
M_rotor := (Vnom*sqrt(2)/sqrt(3))/(2*pi*f_nom*Irotor)
Kf := (sqrt(3/2)*M_rotor)/((Xd - Xl)*L_base)
Lf_base := (Kf**2)*L_base
Mf_base := Kf*L_base
Ldd_base := L_base

Lqq_base := L_base/4

-- Calculo dos parametros internos
Ls := (1/3)*(Xd + Xq - 2*Xl)
Lm := (1/3)*(Xd - Xq)
Ms := (1/6)*(Xd + Xq - 2*Xl)

Ld := (Ls + Ms + (3/2)*Lm)*L_base
Lq := (Ls + Ms - (3/2)*Lm)*L_base

Lf := (Xd - Xl)*Lf_base

Xlf := ((Xd_tra - Xl)*(Xd - Xl))/(Xd - Xd_tra)

Ldd := (Xd - Xl)*Ldd_base

Xldd := ((Xlf*(Xd_sub - Xl)*(Xd - Xl))/(Xlf*(Xd-Xl)+(Xd - Xl)*(Xd_sub-Xl)))

Lqq := (Xq - Xl)*Lqq_base

Xlqq := ((Xq_sub - Xl)*(Xq - Xl))/(Xq - Xq_sub)

Mf := sqrt((2*Ms + Lm)*(Xd - Xl))*Mf_base
Md := sqrt((2*Ms + Lm)*Ldd)*L_base
Mq := sqrt((2*Ms - Lm)*(Xq - Xl))*(2*Lqq_base)

--Mr := sqrt((Ldd-Xldd)*(Lf-Xlf))*(Kf*sqrt(3/2)*L_base)

Md := sqrt((2*Ms + Lm)*Ldd)*L_base
Mq := sqrt((2*Ms - Lm)*(Xq - Xl))*(2*Lqq_base)

--Mr := sqrt((Ldd-Xldd)*(Lf-Xlf))*(Kf*sqrt(3/2)*L_base)

Mr := Kf*sqrt(3/2)*Md

```

ENDINIT

Apêndice I

```
TIMESTEP
  MIN: 1e-6
  MAX: 1e-5

HISTORY
  integral(vmec){dflt:0}
  vmec{dflt:0}
  Fluxo_d{dflt:0}
  Fluxo_q{dflt:0}
  Fluxo_o{dflt:0}
  Fluxo_f{dflt:0}
  Fluxo_dd{dflt:0}
  Fluxo_qq{dflt:0}
  T_ele{dflt:0}

EXEC

  v_mec := vmec

  -- Condições para consideração dos limites operacionais da turbina
  -- em função da velocidade do vento
  IF ( (vento <= 0.95*Cut_in ) OR (vento > Cutout) ) THEN

    T_mec := 0.01

  ELSE

    -- CÁLCULO DO CONJUGADO MECÂNICO DISPONIBILIZADO PELA TURBINA
    -----

    -- Controle Pitch - Variação do ângulo de passo das pás
    IF (t > 0.5) THEN

      P_mec_cal := T_mec*v_mec/(Snom*1000)

      --ER_PMEC := P_mec_cal - 1.05

      ER_PMEC := v_mec/2.1 - 1.05

      CLAPLACE(beta_ref/ER_PMEC):=(25|S0+150|S1)/(0|S0+1|S1)

      ER_beta := beta_ref - beta

    CLAPLACE(int_beta/ER_beta){DMAX:90;DMIN:-90}:=(1|S0+0|S1)/(1|S0+0.005|S1)

    CLAPLACE(beta/int_beta){DMAX:90;DMIN:0}:=(1|S0+0|S1)/(0|S0+1|S1)

  ENDIF

  -- Razão de velocidade da pá
  lambda := (v_mec*R_turb)/vento

  --IF lambda <= 3 THEN
  --  lambda:=3
  --ENDIF

  -- Cálculo do coeficiente de potência
  lamb_i := 1/((1/(lambda+0.08*(beta*pi/180)))-(0.035/((beta*pi/180)**3)+1))

  Cp:=0.22*((116/lamb_i)-(0.4*(beta*pi/180))-5)*exp(-12.5/lamb_i){MAX:1,MIN:0}

  -- Cálculo da potência extraída do vento (Densidade do ar: 1,225 kg/m3)
  P_mec := (1/2)*Cp*1.225*(pi*R_turb**2)*(vento**3)

  -- Cálculo do conjugado mecânico
  T_mec := P_mec/v_mec

ENDIF
```



```

-- EQUAÇÃO DO BALANÇO
-----
-- Cálculo da variação de velocidade da turbina
d_vmec := (T_mec - T_ele)*timestep/J_ms

-- Atualização do valor da velocidade da turbina
vmec := v_mec + d_vmec

-- Calculo da velocidade angular eletrica
-----
v_elet := (polos/2)*vmec

-- Calculo da posição mecânica do rotor
-----
teta_mec := integral(vmec)
teta_elet := (polos/2)*teta_mec

-- Transformação vetorial das correntes dos enrolamentos
-----
-- Eixo direto
Id_est := Ia*cos(teta_elet)
Id_est := Id_est + Ib*cos(teta_elet - (2*pi/3))
Id_est := Id_est + Ic*cos(teta_elet + (2*pi/3))
Id_est := (2/3)*Id_est

-- Eixo em quadratura
Iq_est := Ia*sin(teta_elet)
Iq_est := Iq_est + Ib*sin(teta_elet - (2*pi/3))
Iq_est := Iq_est + Ic*sin(teta_elet + (2*pi/3))
Iq_est := -(2/3)*Iq_est

-- Eixo de sequencia zero
I0_est := Ia/sqrt(2)
I0_est := I0_est + Ib/sqrt(2)
I0_est := I0_est + Ic/sqrt(2)
I0_est := (2/3)*I0_est

-- Cálculo dos fluxos concatenados
-- NAO SE ESTA CALCULANDO O FLUXO DE SEQUENCIA ZERO
Fluxo_d := Id*Id_est + sqrt(3/2)*Mf*If + sqrt(3/2)*Md*I_dd --{MAX:1000,MIN:0.1}
Fluxo_q := Lq*Iq_est + sqrt(3/2)*Mq*I_qq --{MAX:1000,MIN:0.1}
Fluxo_f := sqrt(3/2)*Mf*Id_est + Mr*I_dd --{MAX:1000,MIN:0.1}
Fluxo_dd := sqrt(3/2)*Md*Id_est + Mr*If --{MAX:1000,MIN:0.1}
Fluxo_qq := sqrt(3/2)*Mq*Iq_est --{MAX:1000,MIN:0.1}

-- Calculo das tensões induzidas
V_d := -deriv(Fluxo_d) - v_elet*Fluxo_q
V_q := -deriv(Fluxo_q) + v_elet*Fluxo_d
Vf := -deriv(Fluxo_f)
V_dd := -deriv(Fluxo_dd)
V_qq := -deriv(Fluxo_qq)

-- Transformação inversa das tensões induzidas
V[1] := V_d*cos(teta_elet)
V[1] := V[1] - V_q*sin(teta_elet)
V[1] := (2/3)*V[1]

V[2] := V_d*cos(teta_elet-(2*pi/3))
V[2] := V[2] - V_q*sin(teta_elet-(2*pi/3))
V[2] := (2/3)*V[2]

V[3] := V_d*cos(teta_elet+(2*pi/3))
V[3] := V[3] - V_q*sin(teta_elet+(2*pi/3))
V[3] := (2/3)*V[3]

-- Calculo do conjugado eletromagnetico
T_ele:=(3/2)*(polos/2)*(Fluxo_d*Iq_est - Fluxo_q*Id_est)

```

ENDEXEC

ENDMODEL

➤ Unidade de potência do retificador

```

BEGIN NEW DATA CASE      --- NOSORT ---
DATA BASE MODULE
$ERASE
ARG VFASEA VFASEB VFASEC POSITI NEGATI
DUM SNUB11 SNUB12 SNUB13 SNUB14 SNUB15 SNUB16
DUM SNUB17 SNUB18 SNUB19 SNUB20 SNUB21 SNUB22
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
  SNUB14POSITI          .0001                      0
  VFASEBSNUB14          200.          .02          0
  SNUB16POSITI          .0001                      0
  SNUB12POSITI          .0001                      0
  VFASEASNUB12          200.          .02          0
  VFASECSNUB16          200.          .02          0
  SNUB17VFASEA          .0001                      0
  NEGATISNUB17          200.          .02          0
  SNUB19VFASEB          .0001                      0
  NEGATISNUB19          200.          .02          0
  SNUB21VFASEC          .0001                      0
  NEGATISNUB21          200.          .02          0
  NEGATISNUB18          .0001                      0
  NEGATISNUB20          .0001                      0
  NEGATISNUB22          .0001                      0
  SNUB11SNUB12          .0001                      0
  SNUB13SNUB14          .0001                      0
  SNUB15SNUB16          .0001                      0
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Ide >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
11VFASEBSNUB13          .7                      0
11VFASECSNUB15          .7                      0
11VFASEASNUB11          .7                      0
11SNUB18SNUB17          .7                      0
11SNUB20SNUB19          .7                      0
11SNUB22SNUB21          .7                      0
BEGIN NEW DATA CASE
C ***
C ***
$PUNCH
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

➤ Unidade de potência do conversor buck

```

BEGIN NEW DATA CASE      --- NOSORT ---
DATA BASE MODULE
$ERASE
ARG VCCINP VCCNEG VCCOUP CHAVED CHAVEI
DUM INTER1 INTER2 INTER3 INTER4 INTER5
DUM INTER6 INTER7 INTER8 INTER9 INTE10
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
INTER5INTER6          .0001          0
INTER7VCCNEG          .0001          0
VCCOUPINTE10          .001 .001      0
INTER8VCCNEG          150.           0
INTER6INTER8          .02            0
INTER3INTER1          .0001          0
INTER4INTER1          150.           0
INTER5INTER4          .02            0
INTER5INTER2          .0001          0
INTE10INTER9          1.             0
INTER9INTER5          .001           0
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ia ><Vf/CLOP >< type >
13INTER6INTER7
13INTER1INTER2          CLOSED      CHAVEI 0
11INTER5INTER3          1.          CHAVED 0
VCCINPINTER1          MEASURING    0
BEGIN NEW DATA CASE
C ***
C ***
$PUNCH
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

➤ Unidade de potência do conversor boost

```
BEGIN NEW DATA CASE      --- NOSORT ---
DATA BASE MODULE
$ERASE
ARG POS_IN NEG_IN POSOUT NEGOUT _DIODO __IGBT
DUM _01INT _02INT _03INT _04INT _05INT _06INT _07INT
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
  POS_IN_01INT          .001      2.                0
  _01INT_02INT          .01                0
  _04INTPOSOUT          .0001          0
  _03INTPOSOUT          1.E6            0
  _02INT_03INT          .75            .02          0
  _06INT_02INT          .0001          0
  _05INT_02INT          500.            0
  NEG_IN_05INT          .75            .02          0
  NEGOUT_07INT          .0001          0
  NEGOUTNEG_IN          .0001          0
/SWITCH
11_02INT_04INT          1.                0
13_02INT_07INT          GIFU            __IGBT      0
11NEGOUT_06INT          1.                0
BEGIN NEW DATA CASE
C ***
C ***
$PUNCH
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK
```

➤ Unidade de potência do inversor

```

BEGIN NEW DATA CASE      --- NOSORT ---
DATA BASE MODULE
$ERASE
ARG VCCPOS VCCNEG VIOUT CHPOS CHNEG
DUM SNAPOS SNBPOS SNCPOS SNANEG SNBNEG SNCNEG
DUM CHSEA1 CHSEA2 CHSEB1 CHSEB2 CHSEC1 CHSEC2
DUM DIAPOS DIBPOS DICPOS DIANEG DIBNEG DICNEG
DUM RSERAP RSERBP RSERCP RSERAN RSERBN RSERCN
DUM RC1POS RC2POS RC3POS RC1NEG RC2NEG RC3NEG
/BRANCH
  SNBPOSRC2POS          150.          0
  SNANEGRC1NEG          150.          0
  RSERBPSNBPOS          .02          0
  SNAPOSRC1POS          150.          0
  RC2POSRC1POS          .0001         0
  SNCPOSRC3POS          150.          0
  RSERAPSNAPOS          .02          0
  RC3POSRC2POS          .0001         0
  RSERANSNANEG          .02          0
  RC2NEGRRC1NEG          .0001         0
  RSERCP SNCPOS          .02          0
  RC3NEGRRC2NEG          .0001         0
  SNBNEGRRC2NEG          150.          0
  RSERBNSNBNEG          .02          0
  SNCNEGRRC3NEG          150.          0
  RSERCNSNCNEG          .02          0
  RSERAPCHSEA1          .0001         0
  RSERBPCHSEB1          .0001         0
  RSERCPCHSEC1          .0001         0
  CHSEA2RSERAN          .0001         0
  CHSEB2RSERBN          .0001         0
  CHSEC2RSERCN          .0001         0
  DIAPOSRC1POS          .0001         0
  RC1NEGDIANEG          .0001         0
  DIBPOSRC2POS          .0001         0
  RC2NEG DIBNEG          .0001         0
  DICPOSRC3POS          .0001         0
  RC3NEG DICNEG          .0001         0
  RC1POSVCCPOS          .0001         0
  RC1NEGVCCNEG          .0001         0
  VIOUTARSERAP          .0001         0
  RSERANVIOUTA          .0001         0
  VIOUTBRSERBP          .0001         0
  VIOUTCRSERCP          .0001         0
  RSERBNVIOUTB          .0001         0
  RSERCNVIOUTC          .0001         0
/SWITCH
13RC1POSCHSEA1          GIFU      CHPOSA  0
13RC2POSCHSEB1          GIFU      CHPOSB  0
13RC3POSCHSEC1          GIFU      CHPOSC  0
13CHSEA2RC1NEG          GIFU      CHNEGA  0
13CHSEB2RC2NEG          GIFU      CHNEGB  0
13CHSEC2RC3NEG          GIFU      CHNEGC  0
11RSERAPDIAPOS          1.          0
11DIANEGRSERAN          1.          0
11RSERBPDIBPOS          1.          0
11DIBNEGRSERBN          1.          0
11RSERCPDICPOS          1.          0
11DICNEGRSERCN          1.          0
BEGIN NEW DATA CASE
C ***
C ***
$PUNCH
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

➤ Filtro LCL

```

BEGIN NEW DATA CASE      --- NOSORT ---
DATA BASE MODULE
$ERASE
ARG _CONV _REDE _ELOCC
ARG RESCON RESRED INDCON INDRED CAPFIL RESFIL
DUM A1INTE A1MEIO A2MEIO A2INTE B1INTE B1MEIO
DUM B2MEIO B2INTE C1INTE C1MEIO C2MEIO C2INTE
NUM RESCON RESRED INDCON INDRED CAPFIL RESFIL
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R > L > C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R > A > B ><Leng><><>0
  _CONVAA1INTE          RESCON                      0
  A1INTEA1MEIO          INDCON                      0
  A2INTE_REDEA          RESRED                      0
  A1MEIOA2INTE          INDRED                      0
  A2MEIOA1MEIO          CAPFIL                      0
  _ELOCCB2MEIO          RESFIL                      0
  _ELOCCA2MEIO          RESFIL                      0
  _CONVBB1INTE          RESCON                      0
  B1INTEB1MEIO          INDCON                      0
  B2INTE_REDEB          RESRED                      0
  B1MEIOB2INTE          INDRED                      0
  B2MEIOB1MEIO          CAPFIL                      0
  _CONVCC1INTE          RESCON                      0
  C1INTEC1MEIO          INDCON                      0
  C2INTE_REDEC          RESRED                      0
  C1MEIOC2INTE          INDRED                      0
  C2MEIOC1MEIO          CAPFIL                      0
  _ELOCCC2MEIO          RESFIL                      0
BEGIN NEW DATA CASE
C ***
C ***
$PUNCH
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

➤ Sistema de controle de excitação

MODEL C_buck

INPUT

```
VCC_P  -- Polo positivo do elo CC
VCC_N  -- Polo negativo do elo CC
Icampo -- Corrente de excitação, em A
Omega  -- Velocidade mecânica, em rad/s
Vd_pu  -- Tensão no ponto de acoplamento, em pu
```

--Variável de saída

OUTPUT

```
Ch1  -- Comando de fechamento da chave 1 - IGBT do conversor buck
Ch2  -- Comando de fechamento da chave 2 - Diodo do conversor buck
```

--Variáveis internas

VAR

```
Ch1  -- Comando de fechamento da chave 1 - IGBT do conversor buck
Ch2  -- Comando de fechamento da chave 2 - Diodo do conversor buck
TRI  -- Onda triangular (onda portadora)
AMP_TRI  -- Amplitude pico a pico da onda triangular
FREQ_POR  -- Frequência da onda portadora
PERI  -- Período da onda portadora
AUX  -- Variável auxiliar para geração de onda triangular
VCC_BASE  -- Tensão base no elo CC
VCCREF  -- Tensão no elo CC de referência, em pu
VCC  -- Tensão no elo CC
VCAPF  -- Tensão filtrada no elo CC
PI_1  -- Variável de saída do controlador PI-1
PI_2  -- Variável de saída do controlador PI-2
ERRO_IF  -- Erro existente entre corrente de campo medida e de referência
Icampo_f  -- Corrente de campo filtrada
Controle_curto  -- Ativação de limitação de potência em condições de subtenção
IND_REF  -- Índice de modulação do conversor
TESTE
Icampo_ref
```

TIMESTEP

```
MIN: 1e-6
MAX: 1e-5
```

--

INIT

```
AMP_TRI := 1
FREQ_POR := 5000
PERI := 1/FREQ_POR
histdef( VCAPF ) := 0
histdef( PI_1 ) := 0
histdef( PI_2 ) := 0
ERRO_IF := 0
VCC_BASE := 1200
VCCREF := 0
histdef( Icampo_f ) := 0
IND_REF := 0
Controle_curto := 0
histdef( TESTE ) := 0
Icampo_ref := 0
```

ENDINIT

EXEC

```
-- Cálculo da tensão no elo CC, em pu
VCC := (VCC_P - VCC_N) --/VCC_BASE

-- Condição para contornar valor nulo
IF (VCC <= 0) THEN
    VCC := 0.1
ENDIF
```


Apêndice I

```
-- Filtragem da corrente de campo
CLAPLACE(Icampof/Icampo) := (1000|S0)/(1000|S0+1|S1)

IF (t > 0.05) THEN

    IF ( VCC > 1260 ) OR (Vd_pu < 0.8) THEN

        -- Para melhoria da dinâmica do sistema, as chaves são fixadas nos valores abaixo definidos
        -- em condições de subtensão na rede elétrica
        Ch1 := 0
        Ch2 := 1

    ELSE

        -----
        ----- INICIO DO ALGORITMO DE CONTROLE -----
        -----
        |
        Icampo_ref := (100 + 128.21*(Omega-0.6)){MAX:250,MIN:100}
        ERRO_IF := Icampo_ref - Icampof

        -- Controlador PI destinado ao tratamento do erro oriundo entre as correntes de
        -- campo medida e de referência. Este PI gera o índice de modulação do conversor
        -- e vice versa. Outra condição se refere a evitar problemas numéricos, a qual implica que o
        -- chaveamento só é realizado quando a onda triangular ultrapassa em 1 % o valor de referência

        -----
        -- LÓGICA PARA GERAÇÃO DE ONDA TRIANGULAR PARA PWM --
        -----
        -- Variável auxiliar para cálculo do instante de tempo
        AUX := trunc(t/PERI)

        -- Cálculo do valor instantâneo da onda triangular
        IF ( (t-AUX*PERI) < PERI ) THEN
            TRI := (AMP_TRI/PERI)*(t-AUX*PERI)
        ELSE
            TRI := 0
        ENDIF

        -----
        -- FIM DA LÓGICA PARA GERAÇÃO DE ONDA TRIANGULAR PARA PWM --
        -----

        -- Determinação dos pulsos para chaveamento
        IF ( (IND_REF > TRI) ) THEN
            Ch1 := 1
            Ch2 := 0
        ELSE
            Ch1 := 0
            Ch2 := 1
        ENDIF

        -----
        ----- FIM DO ALGORITMO DE CONTROLE -----
        -----

    ENDIF
ELSE
    Ch1 := 0
    Ch2 := 1
ENDIF

ENDEXEC

ENDMODEL
```

➤ Sistema de controle do conversor boost

MODEL BOOST

```

INPUT
    VCCPOS
    VCCNEG
    I_ind
    Omega  -- Velocidade mecanica, em rad/s
    Vd_pu  -- Tensão no ponto de acoplamento, em pu
    Iexc

--Variavel de saida
OUTPUT
    IND_RE

--Variaveis internas
VAR
    IND_REF
    IND_RE
    -- Cálculo da tensão de elo CC
    VCC      -- Tensão no elo CC
    VCAPF    -- Tensão filtrada no elo CC
    S_Base   -- Potência base
    ERRO_2
    I_indf
    P_ref_new
    P_ref
    Tor_ref
    t_zero

--
INIT
    -- Tensão filtrada no elo CC
    histdef( VCAPF ) := 0
    histdef( IND_REF ) := 0
    ERRO_2 := 0
    histdef( I_indf ) := 0
    S_Base := 2000000
    P_ref_new := 0
    P_ref := 0
    P_ini := 0
    P_final := 0
    Controle_tempo := 0
    t_ini := 0
    histdef( P_ref_f ) := 0
    Tor_ref := 0
    histdef( Iexc_f ) := 0
    t_zero := 0

ENDINIT

EXEC
    -- Cálculo da tensão no elo CC, em pu
    VCC := 0 --(VCC_P - VCC_N)

    -- Condição para contornar valor nulo
    IF (VCC <= 0) THEN
        VCC := 0.1
    ENDIF

    -- Filtragem do sinal medido
    -- Frequencia de corte: 1000 rad/s
    CLAPLACE(VCAPF/VCC) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)

    CLAPLACE(I_indf/I_ind) := (1000|S0)/(1000|S0+1|S1)

    CLAPLACE(Iexc_f/Iexc) := (100|S0)/(100|S0+1|S1)

```



```

----- INICIO DO ALGORITMO DE CONTROLE -----

-----
-- Determinação da referência de potência ativa --
-----

-- MPPT baseado no "Optimal Torque Control": a referência de potência
-- ativa é determinada considerando que a turbina deve operar sempre
-- no ponto ótimo, o qual é caracterizado pelos valores otimizados
-- do coeficiente de potência (Cp) e razão de velocidade da pa (lambda).
-- Logo, a partir da velocidade mecânica medida, pode-se determinar a
-- potência máxima a ser extraída, conforme equação abaixo:
-- Pmax = (1/2)*(densidade ar)*pi*(raio turbina)^5*
-- *(Cp_otimo)*(velocidade mecanica)^3/((lambda_otimo)^3)
-- (Cp_otimo) e (lambda_otimo) são determinados "experimentalmente"
-- Densidade ar = 1.225; Raio = 39; Cp_otimo = 0.43821;
-- lambda_otimo = 6.3251

P_ref_new:=(1.225)*pi*(40**5)*(0.43821)*(Omega**2)/(6.3251**3)
P_ref_new:=(1/2)*P_ref_new{MAX:2E6,MIN:0}

IF ( VCC_OUT_F > 1300 ) OR (Vd_pu < 0.8) THEN
    -- Condição para que o aerogerador reduza o fornecimento de potência ativa
    -- durante uma subtenção na rede elétrica. Tal condição é implementada
    -- visando que o aerogerador não contribua com correntes de um curto circuito
    -- durante uma falta na rede elétrica. Para tensões inferiores a 0.5 pu, considera-se
    -- que a falta está muito próxima do aerogerador e seu fornecimento de potência ativa
    -- é suspenso durante o tempo da falta, visando que o aerogerador não contribua para o
    -- curto.

    IND_REF := 0
    P_ref := 0

    Controle_tempo := 0

    t_zero := t

    Tor_ref := 0
ELSE

    IF (t > 0.1) THEN

        -- Condições para operação em regime permanente
        -----
        -- Lógica para controle do fornecimento de potência ativa, quando a potência
        -- disponível no vento é muito grande. Dessa maneira, ocorrerá um aumento na
        -- potência ativa em forma de rampa, durante um intervalo de 1 segundo.

        IF (t < t_zero + 0.1) THEN
            P_ref := 0
            IND_REF := 0
        ELSE

            IF ((P_ref_new - P_ref) > (0.01*S_Base)) THEN

                IF (Controle_tempo <= 0) THEN
                    P_final := P_ref_new
                    P_ini := P_ref
                    Controle_tempo := 1
                    t_ini := t
                ENDIF
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF
END IF

```

Apêndice I

```
P_ref := P_ini + ((P_ref_new - P_ini)/1)*(t - t_ini)

ELSE
    Controle_tempo := 0
    P_ref := P_ref_new
ENDIF

-----
-- Fim da determinação da referência de potência ativa --
-----

Tor_ref := (2*P_ref)/(1.5*120*sqrt(3/2)*0.021*Iexc_f){MAX:2500;MIN:0}

ERRO_2 := Tor_ref - I_indf

CLAPLACE(IND_REF/ERRO_2){DMAX:0.9;DMIN:0} := (0.04|S0+0.0046|S1)/(0|S0+1|S1)

ENDIF

ELSE

    IND_REF := 0

ENDIF

ENDIF

IND_RE := IND_REF

-----
---- FIM DO ALGORITMO DE CONTROLE ----
-----

ENDEXEC

ENDMODEL
```

➤ Sistema de controle do inversor

MODEL Control

--Título: Control.mod

--Autor: Alex Reis - FEELT/UFU

```
-- Variáveis de entrada para o modelo, provenientes da rede elétrica
INPUT
  V[1..3] -- Tensão instantânea fase-neutro no PAC
  I[1..3] -- Corrente instantânea de linha injetada no PAC
  Vcc_P -- Potencial positivo do eixo CC
  Vcc_M -- Potencial negativo do eixo CC

-- Variáveis de saída do modelo, resultados da operação de controle
OUTPUT
  TEN1t -- Tensão de referência para PWM Vetorial - Fase A
  TEN2t -- Tensão de referência para PWM Vetorial - Fase B
  TEN3t -- Tensão de referência para PWM Vetorial - Fase C
  Vd_pu -- Tensão do ponto de acoplamento, em pu

-- Variáveis locais do modelo
VAR
  -- Variáveis utilizadas na transformação vetorial das correntes de saída
  Id_med -- Corrente de eixo direto injetada na rede elétrica
  Iq_med -- Corrente de eixo em quadratura injetada na rede elétrica
  Id_medf -- Corrente filtrada de eixo direto injetada na rede elétrica
  Iq_medf -- Corrente filtrada de eixo em quadratura injetada na rede elétrica
  ANG -- Ângulo de referência para a transformação vetorial

  -- Variáveis utilizadas para a malha de controle da tensão no PAC
  ERRO_BUS -- Sinal de erro da barra: diferença entre tensão medida e tensão de referência
  PI_BUS -- Sinal de saída do controlador PI-1: referência para a corrente em quadratura
  ERRO_IQ -- Sinal de erro entre referência e valor medido para a corrente em quadratura
  PI_VQ -- Sinal de saída do controlador PI-2: variação na tensão de eixo em quadratura a ser produzida pelo inversor
  Einv_q -- Tensão em quadratura a ser produzida pelo inversor - não são somados os termos de compensação

  -- Variáveis para implementação da PLL
  TETA -- Ângulo de referência para a transformação vetorial
  k
  Tau
  Ev_alfa
  kEv_alfa
  qV_alfa
  V_alfa_Inter
  V_alfa_OUT
  V_alfa_Int
  Ev_beta
  kEv_beta
  qV_beta
  V_beta_Inter
  V_beta_OUT
  V_beta_Int
  V_alfa_P
  V_beta_P
  V_alfa_N
  V_beta_N
  PLL_INT_1
  PLL_INT_2
  PLL_FREQ

  -- Variáveis utilizadas para a malha de controle do eixo CC
  VCAPF -- Tensão filtrada no eixo CC
  ERRO_CAP -- Sinal de erro da tensão no capacitor: diferença entre valor medido e referência
  PI_CAP -- Sinal de saída do controlador PI-3: referência para a corrente de eixo direto
  ERRO_ID -- Sinal de erro entre referência e valor medido para a corrente de eixo direto
  PI_VD -- Sinal de saída do controlador PI-4: variação na tensão de eixo direto a ser produzida pelo inversor
  Einv_d -- Tensão de eixo direto a ser produzida pelo inversor - não são somados os termos de compensação

  -- Variáveis de saída do sistema de controle: tensão, em pu, nas fases A, B, C
  TEN1t -- Tensão de referência para PWM Vetorial - Fase A
  TEN2t -- Tensão de referência para PWM Vetorial - Fase B
  TEN3t -- Tensão de referência para PWM Vetorial - Fase C

  -- Valores base
  S_Base -- Potência aparente base, em VA
  V_Base -- Tensão base, em V
  I_Base -- Corrente base, em A
  Z_Base -- Impedância base, em ohms
  L_Filt
```

```
-- Variaveis para calculo dos termos de acoplamento entre eixos
L_pu
Vd_pu
Vq_pu
Id_pu
Iq_pu
Vd_med
Vq_med
Vd_medf
Vq_medf
Id_ref
Iq_ref

Q_ref
Q_reff
P_med
Q_med
P_medf
Q_medf
Erro_P
Erro_Q

-- Malha anti windup
Erro_d_Wup
Erro_q_Wup
Wup_d
Wup_q
|
|
MODO_OPERACAO

-- Analise 5ª harmonica
Ih[1..3]
Id_med2
Iq_med2
Id_med2f
Iq_med2f
ERRO_ID_2h
ERRO_IQ_2h
PI_2hD
PI_2hQ
TEN1t_2
TEN2t_2
TEN3t_2
Ih2

Id_med5
Iq_med5
Id_med5f
Iq_med5f
ERRO_ID_5h
ERRO_IQ_5h
PI_5hD
PI_5hQ
TEN1t_5
TEN2t_5
TEN3t_5
Ih5

Id_med7
Iq_med7
Id_med7f
Iq_med7f
ERRO_ID_7h
ERRO_IQ_7h
PI_7hD
PI_7hQ
TEN1t_7
TEN2t_7
TEN3t_7
Ih7

Id_med11
Iq_med11
Id_med11f
Iq_med11f
ERRO_ID_11h
ERRO_IQ_11h
PI_11hD
PI_11hQ
TEN1t_11
TEN2t_11
TEN3t_11
Ih11
```

```

Iq_med13
Id_med13f
Iq_med13f
ERRO_ID_13h
ERRO_IQ_13h
PI_13hD
PI_13hQ
TEN1t_13
TEN2t_13
TEN3t_13
Ih13

P_ref_new
Controle_tempo
t_ini
P_ini
Controle_curto

FLUTUANTE

HISTORY
TETA(dflt:pi/2)
V_alfa_OUT(dflt:0)
V_beta_OUT(dflt:0)
V_alfa_Int(dflt:0)
V_beta_Int(dflt:0)
V_alfa_Inter(dflt:0)
V_beta_Inter(dflt:0)

TIMESTEP      MIN:1e-6
               MAX:1e-5

-- Inicialização de variáveis locais
INIT
histdef(Id_ref) := 0
histdef(Iq_ref) := 0

Q_ref := 0
P_med := 0
Q_med := 0
histdef(P_medf) := 0
histdef(Q_medf) := 0
Erro_P := 0
Erro_Q := 0

Id_med := 0
Iq_med := 0
Id_pu := 0
Iq_pu := 0

k := sqrt(2)
Tau := 266.579
Ev_alfa := 0
kEv_alfa := 0
qV_alfa := 0
V_alfa_Inter := 0
histdef(V_alfa_OUT) := 0
histdef(V_alfa_Int) := 0
Ev_beta := 0
kEv_beta := 0
qV_beta := 0
V_beta_Inter := 0
histdef(V_beta_OUT) := 0
histdef(V_beta_Int) := 0
V_alfa_P := 0
V_beta_P := 0
V_alfa_N := 0
V_beta_N := 0
FLL_INT_1 := 0
histdef(FLL_INT_2) := 0
histdef(FLL_FREQ) := 0

FREQ_REDE := 2*pi*FREQUE
FREQ_CORTE := FREQ_REDE/sqrt(2)

PI_BUS := 0
PI_CAP := 0
histdef(ERRO_CAP) := 0
histdef(ERRO_BUS) := 0
histdef(PI_BUS) := 0
histdef(PI_CAP) := 0
histdef(VCAPF) := 0
histdef(Id_cap) := 0
histdef(PI_VD) := 0
histdef(PI_VQ) := 0
histdef(Id_medf) := 0
histdef(Iq_medf) := 0
histdef(ERRO_ID) := 0
histdef(ERRO_IQ) := 0
Einv_d := 0
Einv_q := 0
histdef(Vd_medf) := 0
histdef(Vq_medf) := 0

S_Base := 2350000
V_Base := 34500
Z_Base := (V_Base)**2/S_Base

```

Apêndice I

```
I_Base := S_Base/(sqrt(3)*V_Base)

L_Filt := 0.0002

MODO_OPERACAO := 0

Erro_d_Wup := 0
Erro_q_Wup := 0
Wup_d := 0
Wup_q := 0

Ih[1] := 0
Ih[2] := 0
Ih[3] := 0

Id_med2 := 0
Iq_med2 := 0
histdef( Id_med2f) := 0
histdef( Iq_med2f) := 0
ERRO_ID_2h := 0
ERRO_IQ_2h := 0
histdef( PI_2hD ) := 0
histdef( PI_2hQ ) := 0
TEN1t_2 := 0
TEN2t_2 := 0
TEN3t_2 := 0
Ih2 := 0

Id_med5 := 0
Iq_med5 := 0
histdef( Id_med5f) := 0
histdef( Iq_med5f) := 0
ERRO_ID_5h := 0
ERRO_IQ_5h := 0
histdef( PI_5hD ) := 0
histdef( PI_5hQ ) := 0
TEN1t_5 := 0
TEN2t_5 := 0
TEN3t_5 := 0
Ih5 := 0

Id_med7 := 0
Iq_med7 := 0
histdef( Id_med7f) := 0
histdef( Iq_med7f) := 0
ERRO_ID_7h := 0
ERRO_IQ_7h := 0
histdef( PI_7hD ) := 0
histdef( PI_7hQ ) := 0
TEN1t_7 := 0
TEN2t_7 := 0
TEN3t_7 := 0
Ih7 := 0

Id_med11 := 0
Iq_med11 := 0
histdef( Id_med11f) := 0
histdef( Iq_med11f) := 0
ERRO_ID_11h := 0
ERRO_IQ_11h := 0
histdef( PI_11hD ) := 0
histdef( PI_11hQ ) := 0
TEN1t_11 := 0
TEN2t_11 := 0
TEN3t_11 := 0
Ih11 := 0

Id_med13 := 0
Iq_med13 := 0
histdef( Id_med13f) := 0
histdef( Iq_med13f) := 0
ERRO_ID_13h := 0
ERRO_IQ_13h := 0
histdef( PI_13hD ) := 0
histdef( PI_13hQ ) := 0
TEN1t_13 := 0
TEN2t_13 := 0
TEN3t_13 := 0
Ih13 := 0

FLUTUANTE := 0

ENDINIT

EXEC

-- CALCULO DA TENSÃO NO CAPACITOR
-----
V_CAP := Vcc_P - Vcc_M

-- Para contextualizar a condição na qual a tensão do capacitor é zero
IF V_CAP < 1 THEN
    V_CAP := 0.001
ENDIF

-- FILTRAGEM DO SINAL DE REALIMENTAÇÃO
-----
LAPLACE(VCAPF/V_CAP) := (1000|S0)/(1000|S0+1|S1)
```

```

----- INICIO DA IMPLEMENTAÇÃO DO DSOGI-FLL -----
-----
-- TRANSFORMAÇÃO VETORIAL (Sistema ab0 -> Sistema ab0)
-----
V_alfa := (2/3)*((V[1])-0.5*(V[2])-0.5*(V[3]))
V_beta := (2/3)*((sqrt(3)/2)*(V[2])-(sqrt(3)/2)*(V[3]))

-- Adaptative Filter - Componente ALFA
-----
Ev_alfa := V_alfa - V_alfa_OUT

kEv_alfa := k*Ev_alfa

qV_alfa := V_alfa_Int*FREQ_IN

V_alfa_Inter := FREQ_IN*(kEv_alfa - qV_alfa)

CLAPLACE(V_alfa_OUT/V_alfa_Inter) := (1|S0)/(0|S0+1|S1)

CLAPLACE(V_alfa_Int/V_alfa_OUT) := (1|S0)/(0|S0+1|S1)

-- Adaptative Filter - Componente BETA
-----
Ev_beta := V_beta - V_beta_OUT

kEv_beta := k*Ev_beta

qV_beta := V_beta_Int*FREQ_IN

V_beta_Inter := FREQ_IN*(kEv_beta - qV_beta)

CLAPLACE(V_beta_OUT/V_beta_Inter) := (1|S0)/(0|S0+1|S1)

CLAPLACE(V_beta_Int/V_beta_OUT) := (1|S0)/(0|S0+1|S1)

-- Positive and negative sequence calculation
-----
V_alfa_P := 0.5*V_alfa_OUT - 0.5*qV_beta
V_beta_P := 0.5*qV_alfa + 0.5*V_beta_OUT
V_alfa_N := 0.5*V_alfa_OUT + 0.5*qV_beta
V_beta_N := -0.5*qV_alfa + 0.5*V_beta_OUT

-- FLL
-----
FLL_INT_1 := -Tau*((Ev_alfa*qV_alfa) + (Ev_beta*qV_beta))

FLL_INT_2 := FLL_INT_1*k*FREQ_IN/(V_alfa_P**2 + V_beta_P**2)

CLAPLACE(FLL_FREQ/FLL_INT_2) := (1|S0)/(0|S0+1|S1)

FREQ_IN := FLL_FREQ + FREQ_REDE

TETA := atan(V_beta_P/V_alfa_P)

IF V_alfa_P < 0 THEN
    TETA := TETA + pi
ENDIF
IF V_alfa_P > 0 and V_beta_P < 0 THEN
    TETA := TETA + 2*pi
ENDIF

ANG := TETA

----- FIM DA IMPLEMENTAÇÃO DO DSOGI-FLL -----
-----

--- TRANSFORMAÇÃO VETORIAL DAS CORRENTES MEDIDAS (Sistema abc -> dq0) ---
-----
Id_med:=I[1]*cos(ANG)+I[2]*cos(ANG-(2*pi/3))+I[3]*cos(ANG+(2*pi/3))
Id_med:=(2/3)*Id_med
Iq_med:=I[1]*sin(ANG)+I[2]*sin(ANG-(2*pi/3))+I[3]*sin(ANG+(2*pi/3))
Iq_med:=(2/3)*Iq_med

-- Filtragem das correntes medidas
-----
CLAPLACE(Id_medf/Id_med) := (1000|S0)/(1000|S0+1|S1)
CLAPLACE(Iq_medf/Iq_med) := (1000|S0)/(1000|S0+1|S1)

-- Conversão para pu
-----
Id_pu := Id_medf/I_Base
Iq_pu := Iq_medf/I_Base

----- FIM DA TRANSFORMAÇÃO VETORIAL DAS CORRENTES MEDIDAS (Sistema ab0) ---
-----

```

```

-----
--- TRANSFORMAÇÃO VETORIAL DAS TENSÕES MEDIDAS (Sistema abc -> dq0) -----
-----
-- Os dados obtidos se referem às tensões fase-neutro
Vd_med:=(2/3)*(V[1]*cos(ANG)+V[2]*cos(ANG-(2*pi/3))+V[3]*cos(ANG+(2*pi/3)))
Vq_med:=(2/3)*(V[1]*sin(ANG)+V[2]*sin(ANG-(2*pi/3))+V[3]*sin(ANG+(2*pi/3)))

-- Filtragem das correntes medidas
CLAPLACE(Vd_medf/Vd_med) := (S0/S0)/(S0/S0+1/S1)
CLAPLACE(Vq_medf/Vq_med) := (S0/S0)/(S0/S0+1/S1)

-----
--- FIM DA TRANSFORMAÇÃO VETORIAL DAS TENSÕES MEDIDAS (Sistema ab0) ----
-----

----- DETERMINAÇÃO DOS TERMOS PARA DESACOPLOAMENTO ENTRE MALHAS -----
-----
-- Reatância de acoplamento
L_pu := ((FREQ_REDE*L_Filt)/(690**2/S_Base)) + 0.045

-- Cálculo das tensões, em pu
Vd_pu := Vd_medf/(V_Base*sqrt(2)/sqrt(3))
Vq_pu := Vq_medf/(V_Base*sqrt(2)/sqrt(3))

-----
--- FIM DA DETERMINAÇÃO DOS TERMOS PARA DESACOPLOAMENTO ENTRE MALHAS ----
-----

IF (t > 0.05) THEN
    ----- INICIO DO ALGORITMO DE CONTROLE -----
    -----
    ----- Power calculation -----
    -----
    -- Cálculo das potências trifásicas no sistema dq0, em pu (Utilizando dados de nova transformação vetorial)
    P_med := 1.5*(Vd_med*Id_med + Vq_med*Iq_med)/S_Base
    Q_med := 1.5*(Vq_med*Id_med - Vd_med*Iq_med)/S_Base

    -- Obtenção da parcela contínua da potência instantânea
    -- Filtragem das potências trifásicas. Frequência passa baixa com
    -- frequência de corte: 100 rad/s
    CLAPLACE(P_medf/P_med) := (10000/S0)/(10000/S0+141.4/S1+1/S2)
    CLAPLACE(Q_medf/Q_med) := (10000/S0)/(10000/S0+141.4/S1+1/S2)

    ----- End of power calculation -----
    -----
    ----- Metodologias de operação da unidade inversora -----
    -----
    -- Determinação das referências de potência ativa e reativa a serem
    -- injetadas na rede elétrica pelo inversor.
    -- Avaliação dos limites térmicos da unidade inversora
    -- Convenção:
    -- Para P_ref > 0: Potência ativa injetada na rede
    -- Para P_ref < 0: Potência ativa absorvida pelo inversor
    -- Para Q_ref > 0: Potência reativa absorvida da rede pelo inversor
    -- Para Q_ref < 0: Potência reativa fornecida a rede pelo inversor
    -- Escolha do modo de operação, quanto ao fornecimento de reativos
    MODO_OPERACAO := 5

    IF (VCAPF <= 1200) AND (FLUTUANTE = 0) THEN
        -- Inicialmente, o inversor entra flutuando na rede elétrica,
        -- sem fornecer potência ativa e reativa
        Q_ref := 0
    ELSE
        IF (VCAPF < 500) THEN
            FLUTUANTE := 0
        ELSE
            FLUTUANTE := 1
        ENDIF

        ----- Determinação do despacho de potência reativa -----
        IF (Vd_pu < 0.7) THEN
            -- Condição para que o aerogerador forneça potência reativa
            -- durante uma subtenção na rede elétrica. Tal condição é implementada
            -- visando que o aerogerador suporte a rede elétrica durante uma falta.
            -- Para tensões inferiores a 0.5 pu, considera-se que a falta está muito próxima
            -- do aerogerador e, neste caso, o fornecimento de potência reativa é suspenso
            -- durante a duração da falta, visando que as unidades não contribuam para o curto

            IF (Vd_pu < 0.5) THEN
                -- Suspensão do fornecimento de potência ativa
                Q_ref := 0
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF
ENDIF

```



```

ELSE
    -- Operação em potência reduzida
    Q_ref := 0
ENDIF

ELSE
    -- Os modos de operação definem a metodologia do fornecimento
    -- de potência reativa para a rede elétrica
    IF (MODO_OPERACAO = 1) THEN
        -- Droop control - Droop de 4%
        Q_ref := -1*((Vd_pu-1)/0.0833) (MAX:0.3,MIN:-1)

    ELSIF (MODO_OPERACAO = 2) THEN
        -- Operação a fator de potência constante
        -- Atenção: regulado para 0,95 indutivo
        Q_ref := P_med*0.3286841

    ELSE
        -- Fator de potência unitário
        Q_ref := 0
    ENDIF
ENDIF

ENDIF

-----
-- Fim da determinação do despacho de potência reativa --
-----

----- Fim das metodologias de operação -----
-----

----- Controladores de potência -----
-----

-- Cálculo do erro - Potência fundamental
Erro_P := -1*(1 - VCAFF/1200) + Wup_d
Erro_Q := (Q_ref - Q_medf) + Wup_q

-- De forma a melhorar a dinâmica do sistema de controle em condições de baixa
-- tensão no ponto de acoplamento do aerogerador, as quais se caracterizam pela
-- interrupção do fornecimento de potência, as referências para as malhas de eixo
-- direto e em quadratura serão definidas, diretamente, como sendo nulas.

-- Referências para a malha de eixo direto
-- Controladores PI - para potência em frequência fundamental
CIAPLACE(Id_ref/Erro_P) := (78.125|S0+1.25|S1)/(0|S0+1|S1)

-- Referências para a malha de eixo em quadratura
IF (Vd_pu < 0.5) THEN
    Iq_ref := 0
ELSE
    -- Controladores PI - para potência em frequência fundamental
    CIAPLACE(Iq_ref/Erro_Q) := (24.675217|S0+0.063596|S1)/(0|S0+1|S1)
ENDIF

-----
-- Avaliação dos limites operacionais e malha anti windup --
-----

-- Avaliação dos limites operacionais do conversor: a corrente total
-- disponibilizada pelo conversor deve estar abaixo de seu valor nominal.
-- Em caso verdadeiro, as referências de corrente são mantidas. Caso a condição
-- não seja atendida, ocorre uma limitação nas referências de corrente

IF ( (Id_ref**2 + Iq_ref**2) < 2 ) THEN
    -- Mantém as referências
    PI_CAP := Id_ref
    PI_BUS := Iq_ref
ELSE
    -- Mantém-se a referência de corrente ativa
    PI_CAP := Id_ref(MAX:1.41;MIN:-1.41)
    --PI_BUS := Iq_ref
    -- A diferença é atribuída à potência reativa
    --PI_CAP := sqrt( (4/3) - (PI_BUS**2) )
    PI_BUS := sqrt( 2 - (PI_CAP**2) )
ENDIF

-- Malha anti windup: malha destinada a evitar o windup, o qual é
-- caracterizado pelo aumento do sinal de controle sem efeito na saída.
-- Dessa maneira, evitar que o erro seja integrado durante
-- as condições de saturação

-- Cálculo do erro em eixo direto
Erro_d_Wup := (PI_CAP - Id_ref)

-- Anti windup em eixo direto
Wup_d := (1)*Erro_d_Wup

```

```

-- Cálculo do erro em quadratura
Erro_q_Wup := (PI_BUS - Iq_ref)

-- Anti windup em quadratura
Wup_q := (1)*Erro_q_Wup

----- Fim da avaliação dos limites -----

----- Fim dos controladores de potência -----

----- Controlador de corrente de eixo direto -----

-- Controlador de corrente, incluindo termos de desacoplamento entre malhas
ERRO_ID := (PI_CAP - Id_pu)*I_Base
CLAPLACE(PI_VD/ERRO_ID) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)
Einv_d := PI_VD + Vd_pu - (L_pu*Iq_pu)

----- Fim da malha do controlador de corrente de eixo direto -----

----- Controlador de corrente de eixo em quadratura -----

-- Controlador de corrente, incluindo termos de desacoplamento entre malhas
ERRO_IQ := (-PI_BUS - Iq_pu)*I_Base
CLAPLACE(PI_VQ/ERRO_IQ) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)
Einv_q := PI_VQ + Vq_pu + (L_pu*Id_pu)

----- Fim da malha do controlador de corrente de eixo quadratura -----

----- TRANSFORMAÇÃO VETORIAL INVERSA DAS TENSÕES (Sistema d-qo -> abc) -----

TEN1t:=(2/3)*(Einv_d*cos(ANG)-Einv_q*sin(ANG))
TEN2t:=(2/3)*(Einv_d*cos(ANG-(2*pi/3))-Einv_q*sin(ANG-(2*pi/3)))
TEN3t:=(2/3)*(Einv_d*cos(ANG+(2*pi/3))-Einv_q*sin(ANG+(2*pi/3)))

----- FIM DA TRANSFORMAÇÃO VETORIAL INVERSA DAS TENSÕES (Sistema d-qo -> abc) -----

----- Algoritmo para mitigação de harmônicos -----

-- Eliminação da componente fundamental da corrente do sinal de entrada
Ih[1] := I[1] - (Id_medf*cos(ANG) - Iq_medf*sin(ANG))
Ih[2] := I[2] - (Id_medf*cos(ANG-(2*pi/3)) - Iq_medf*sin(ANG-(2*pi/3)))
Ih[3] := I[3] - (Id_medf*cos(ANG+(2*pi/3)) - Iq_medf*sin(ANG+(2*pi/3)))

-- Sistema de referência síncrono para a 2ª harmônica --

-- Decomposição da corrente de 2ª harmônica na componente de eixo direto
Id_med2 := Ih[1]*cos(-2*ANG)
Id_med2 := Id_med2 + Ih[2]*cos(-2*ANG-(2*pi/3))
Id_med2 := Id_med2 + Ih[3]*cos(-2*ANG+(2*pi/3))
Id_med2 := (2/3)*Id_med2

-- Decomposição da corrente de 2ª harmônica na componente de eixo em quadratura
Iq_med2:=Ih[1]*sin(-2*ANG)
Iq_med2:=Iq_med2 + Ih[2]*sin(-2*ANG-(2*pi/3))
Iq_med2:=Iq_med2 + Ih[3]*sin(-2*ANG+(2*pi/3))
Iq_med2:=(2/3)*Iq_med2

-- Filtragem do sinal dos sinais de eixo direto e em quadratura
CLAPLACE(Id_med2f/Id_med2) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)
CLAPLACE(Iq_med2f/Iq_med2) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)

Ih2 := sqrt(Id_med2f**2 + Iq_med2f**2)

IF (t > 1.0) THEN

    -- Cálculo do erro das componentes de eixo direto e em quadratura
    -- Neste caso, adotou-se que a 2ª harmônica deve ser reduzida a zero
    ERRO_ID_2h := (0 - Id_med2f)
    ERRO_IQ_2h := (0 - Iq_med2f)

-- Controladores PI para mitigação harmônica da 2ª harmônica
CLAPLACE(PI_2hd/ERRO_ID_2h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)
CLAPLACE(PI_2hq/ERRO_IQ_2h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)

```

```

-- Transformação inversa: dq0 -> abc
TEN1t_2:=(2/3)*(PI_2hD*cos(-2*ANG)-PI_2hQ*sin(-2*ANG))
TEN2t_2:=(2/3)*(PI_2hD*cos(-2*ANG-(2*pi/3))-PI_2hQ*sin(-2*ANG-(2*pi/3)))
TEN3t_2:=(2/3)*(PI_2hD*cos(-2*ANG+(2*pi/3))-PI_2hQ*sin(-2*ANG+(2*pi/3)))

ELSE

    TEN1t_2 := 0
    TEN2t_2 := 0
    TEN3t_2 := 0

ENDIF

-----
-- Fim do sistema de análise para 2ª harmônica --
-----

-----
-- Sistema de referência síncrono para a 5ª harmônica --
-----

-- Decomposição da corrente de 5ª harmônica na componente de eixo direto
Id_med5 := Ih[1]*cos(-5*ANG)
Id_med5 := Id_med5 + Ih[2]*cos(-5*ANG-(2*pi/3))
Id_med5 := Id_med5 + Ih[3]*cos(-5*ANG+(2*pi/3))
Id_med5 := (2/3)*Id_med5

-- Decomposição da corrente de 5ª harmônica na componente de eixo em quadratura
Iq_med5:=Ih[1]*sin(-5*ANG)
Iq_med5:=Iq_med5 + Ih[2]*sin(-5*ANG-(2*pi/3))
Iq_med5:=Iq_med5 + Ih[3]*sin(-5*ANG+(2*pi/3))
Iq_med5:=(2/3)*Iq_med5

-- Filtragem do sinal dos sinais de eixo direto e em quadratura
CLAPLACE(Id_med5f/Id_med5) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)
CLAPLACE(Iq_med5f/Iq_med5) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)

Ih5 := sqrt(Id_med5f**2 + Iq_med5f**2)

IF (t > 1.0) THEN

    -- Cálculo do erro das componentes de eixo direto e em quadratura
    -- Neste caso, adotou-se que a 5ª harmônica deve ser reduzida a zero
    ERRO_ID_5h := (0 - Id_med5f)
    ERRO_IQ_5h := (0 - Iq_med5f)

    -- Controladores PI para mitigação harmônica da 5ª harmônica
    CLAPLACE(PI_5hD/ERRO_ID_5h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)
    CLAPLACE(PI_5hQ/ERRO_IQ_5h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)

    -- Transformação inversa: dq0 -> abc
    TEN1t_5:=(2/3)*(PI_5hD*cos(-5*ANG)-PI_5hQ*sin(-5*ANG))
    TEN2t_5:=(2/3)*(PI_5hD*cos(-5*ANG-(2*pi/3))-PI_5hQ*sin(-5*ANG-(2*pi/3)))
    TEN3t_5:=(2/3)*(PI_5hD*cos(-5*ANG+(2*pi/3))-PI_5hQ*sin(-5*ANG+(2*pi/3)))

ELSE

    TEN1t_5 := 0
    TEN2t_5 := 0
    TEN3t_5 := 0

ENDIF

-----
-- Fim do sistema de análise para 5ª harmônica --
-----

-----
-- Sistema de referência síncrono para a 7ª harmônica --
-----

-- Decomposição da corrente de 7ª harmônica na componente de eixo direto
Id_med7 := Ih[1]*cos(7*ANG)
Id_med7 := Id_med7 + Ih[2]*cos(7*ANG-(2*pi/3))
Id_med7 := Id_med7 + Ih[3]*cos(7*ANG+(2*pi/3))
Id_med7 := (2/3)*Id_med7

-- Decomposição da corrente de 7ª harmônica na componente de eixo em quadratura
Iq_med7 := Ih[1]*sin(7*ANG)
Iq_med7 := Iq_med7 + Ih[2]*sin(7*ANG-(2*pi/3))
Iq_med7 := Iq_med7 + Ih[3]*sin(7*ANG+(2*pi/3))
Iq_med7 := -(2/3)*Iq_med7

Ih7 := sqrt(Id_med7f**2 + Iq_med7f**2)

-- Filtragem do sinal dos sinais de eixo direto e em quadratura
CLAPLACE(Id_med7f/Id_med7) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)
CLAPLACE(Iq_med7f/Iq_med7) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)

IF (t > 1.0) THEN

    -- Cálculo do erro das componentes de eixo direto e em quadratura
    -- Neste caso, adotou-se que a 5ª harmônica deve ser reduzida a zero
    ERRO_ID_7h := (0 - Id_med7f)
    ERRO_IQ_7h := (0 - Iq_med7f)

    -- Controladores PI para mitigação harmônica da 5ª harmônica
    CLAPLACE(PI_7hD/ERRO_ID_7h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)
    CLAPLACE(PI_7hQ/ERRO_IQ_7h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)

```

```

-- Transformação inversa: dq0 -> abc
TEN1t_7:=(2/3)*(PI_7hD*cos(7*ANG) - PI_7hQ*sin(7*ANG))
TEN2t_7:=(2/3)*(PI_7hD*cos(7*ANG-(2*pi/3)) - PI_7hQ*sin(7*ANG-(2*pi/3)))
TEN3t_7:=(2/3)*(PI_7hD*cos(7*ANG+(2*pi/3)) - PI_7hQ*sin(7*ANG+(2*pi/3)))

ELSE

    TEN1t_7 := 0
    TEN2t_7 := 0
    TEN3t_7 := 0

ENDIF

-----
-- Fim do sistema de análise para a 7ª harmônica --
-----

-----
-- Sistema de referência síncrono para a 11ª harmônica --
-----

-- Decomposição da corrente de 11ª harmônica na componente de eixo direto
Id_med11 := Ih[1]*cos(-11*ANG)
Id_med11 := Id_med11 + Ih[2]*cos(-11*ANG-(2*pi/3))
Id_med11 := Id_med11 + Ih[3]*cos(-11*ANG+(2*pi/3))
Id_med11 := (2/3)*Id_med11

-- Decomposição da corrente de 11ª harmônica na componente de eixo em quadratura
Iq_med11:=Ih[1]*sin(-11*ANG)
Iq_med11:=Iq_med11 + Ih[2]*sin(-11*ANG-(2*pi/3))
Iq_med11:=Iq_med11 + Ih[3]*sin(-11*ANG+(2*pi/3))
Iq_med11:=(2/3)*Iq_med11

-- Filtragem do sinal dos sinais de eixo direto e em quadratura
CLAPLACE(Id_med11f/Id_med11) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)
CLAPLACE(Iq_med11f/Iq_med11) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)

Ih11 := sqrt(Id_med11f**2 + Iq_med11f**2)

IF (t > 1.0) THEN

    -- Cálculo do erro das componentes de eixo direto e em quadratura
    -- Neste caso, adotou-se que a 11ª harmônica deve ser reduzida a zero
    ERRO_ID_11h := (0 + Id_med11f)
    ERRO_IQ_11h := (0 + Iq_med11f)

    -- Controladores PI para mitigação harmônica da 11ª harmônica
    CLAPLACE(PI_11hD/ERRO_ID_11h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)
    CLAPLACE(PI_11hQ/ERRO_IQ_11h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)

    -- Transformação inversa: dq0 -> abc
    TEN1t_11:=(2/3)*(PI_11hD*cos(-11*ANG)-PI_11hQ*sin(-11*ANG))
    TEN2t_11:=(2/3)*(PI_11hD*cos(-11*ANG-(2*pi/3))-PI_11hQ*sin(-11*ANG-(2*pi/3)))
    TEN3t_11:=(2/3)*(PI_11hD*cos(-11*ANG+(2*pi/3))-PI_11hQ*sin(-11*ANG+(2*pi/3)))

ELSE

    TEN1t_11 := 0
    TEN2t_11 := 0
    TEN3t_11 := 0

ENDIF

-----
-- Fim do sistema de análise para 11ª harmônica --
-----

-----
-- Sistema de referência síncrono para a 13ª harmônica --
-----

-- Decomposição da corrente de 13ª harmônica na componente de eixo direto
Id_med13 := Ih[1]*cos(13*ANG)
Id_med13 := Id_med13 + Ih[2]*cos(13*ANG-(2*pi/3))
Id_med13 := Id_med13 + Ih[3]*cos(13*ANG+(2*pi/3))
Id_med13 := (2/3)*Id_med13

-- Decomposição da corrente de 13ª harmônica na componente de eixo em quadratura
Iq_med13:=Ih[1]*sin(13*ANG)
Iq_med13:=Iq_med13 + Ih[2]*sin(13*ANG-(2*pi/3))
Iq_med13:=Iq_med13 + Ih[3]*sin(13*ANG+(2*pi/3))
Iq_med13:=(2/3)*Iq_med13

-- Filtragem do sinal dos sinais de eixo direto e em quadratura
CLAPLACE(Id_med13f/Id_med13) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)
CLAPLACE(Iq_med13f/Iq_med13) := (10|S0)/(10|S0+1|S1)

Ih13 := sqrt(Id_med13f**2 + Iq_med13f**2)

IF (t > 1.0) THEN

    -- Cálculo do erro das componentes de eixo direto e em quadratura
    -- Neste caso, adotou-se que a 13ª harmônica deve ser reduzida a zero
    ERRO_ID_13h := (0 + Id_med13f)
    ERRO_IQ_13h := (0 + Iq_med13f)

    -- Controladores PI para mitigação harmônica da 13ª harmônica
    CLAPLACE(PI_13hD/ERRO_ID_13h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)
    CLAPLACE(PI_13hQ/ERRO_IQ_13h) := (1|S0+0.1|S1)/(0|S0+1|S1)

```

Apêndice I

```
        ELSE
            TEN1t := 0
            TEN2t := 0
            TEN3t := 0
        ENDIF
    ENDEXEC
ENDMODEL
```

Anexo I

CÁLCULO DE PARÂMETROS DA MÁQUINA SÍNCRONA

Tendo em vista o modelo utilizado nesta tese de doutorado para a implementação da máquina síncrona trifásica, este anexo apresenta uma metodologia para cálculo dos parâmetros necessários à simulação computacional, conforme apresentado em (CARVALHO, 2006). Nesse contexto, a Tabela A.1 apresenta um conjunto de variáveis, as quais são aqui denominadas de “parâmetros internos”.

Tabela A.1: Parâmetros internos da máquina síncrona

| Parâmetro | Descrição |
|------------------|--|
| L_s, L_M | Valor máximo das parcelas constantes da indutância própria de uma fase do estator, não incluindo a dispersão. |
| L_{ff} | Valor máximo da parcela constante da indutância própria do enrolamento de campo, não incluindo a dispersão. |
| L_{dd}, L_{qq} | Valores máximos das parcelas “d e q” da parcela constante da indutância própria do enrolamento amortecedor, não incluindo a dispersão. |
| M_s | Valor da parcela constante da indutância mútua entre duas fases do estator. |
| M_{ff} | Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e o enrolamento de campo. |
| M_{dd} | Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e a componente de eixo “d” do enrolamento amortecedor. |
| M_{qq} | Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e a componente de eixo “q” do enrolamento amortecedor. |
| M_R | Valor máximo da indutância mútua entre o campo e a componente de eixo “d” do enrolamento amortecedor. |
| R_s | Valor da resistência por fase do estator. |

Anexo I

| | |
|------------|---|
| R_{ff} | Valor da resistência do campo. |
| R_d, R_q | Valores das resistências das parcelas de eixos “d” e “q” do enrolamento amortecedor. |
| l | Valor da indutância de dispersão por fase do estator. |
| l_{ff} | Valor da indutância de dispersão do campo. |
| l_d, l_q | Valores das indutâncias de dispersão das componentes de eixos “d” e “q” do enrolamento amortecedor. |

Todavia, deve-se destacar que os elementos constantes na Tabela A.1 não são disponibilizados diretamente pelos fabricantes. Dessa forma, torna-se necessário a sua determinação, utilizando, para tanto, as informações fornecidas em catálogos ou dados de placa da máquina síncrona. Estas últimas informações, aqui denominadas de “parâmetros externos”, estão relacionadas na Tabela A.2.

Tabela A.2: Parâmetros externos da máquina síncrona.

| Parâmetro | Descrição |
|------------------|--|
| X_d | Reatância síncrona de eixo direto. |
| X_d | Reatância síncrona de eixo em quadratura. |
| X_l | Reatância de dispersão de uma fase do estator. |
| X'_d | Reatância transitória de eixo direto. |
| X''_d | Reatância sub-transitória de eixo direto. |
| X''_q | Reatância sub-transitória de eixo em quadratura. |
| T'_{d0} | Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto. |
| T''_{d0} | Constante de tempo sub-transitória de eixo direto em circuito aberto. |
| T''_{q0} | Constante de tempo sub-transitória de eixo em quadratura em circuito aberto. |
| R_s | Valor da resistência do estator |

Para correlacionar os denominados parâmetros internos com os externos, utiliza-se do conjunto de equações identificadas por (01) a (20), as quais se apresentam com todas as grandezas em valores p.u..

$$L_s = \frac{1}{3}(X_d + X_q - 2X_l) \quad (01)$$

$$L_M = \frac{1}{3}(X_d - X_q) \quad (02)$$

$$M_S = \frac{1}{6}(X_d + X_q - 2X_l) \quad (03)$$

$$L_d = L_S + M_S + \frac{3}{2}L_M \quad (04)$$

$$L_d = L_S + M_S - \frac{3}{2}L_M \quad (05)$$

$$L_{ff} = X_d - X_l \quad (06)$$

$$L_{dd} = X_d - X_l \quad (07)$$

$$L_{qq} = X_q - X_l \quad (08)$$

$$l_{ff} = \frac{(X'_d - X_l)(X_d - X_l)}{X_d - X'_d} \quad (09)$$

$$l_{dd} = \frac{l_{ff}(X''_d - X_l)(X_d - X_l)}{l_{ff}(X_d - X_l) + L_{ff}(X''_d - X_l)} \quad (10)$$

$$l_{qq} = \frac{(X''_q - X_l)(X_q - X_l)}{(X_q - X''_q)} \quad (11)$$

$$M_{ff} = \sqrt{(2M_S + L_M)L_{ff}} \quad (12)$$

$$M_{dd} = \sqrt{(2M_S + L_M)L_{dd}} \quad (13)$$

$$M_{qq} = \sqrt{(2M_S - L_M)L_{qq}} \quad (14)$$

$$M_{qq} = \sqrt{(L_{dd} - l_{dd})(L_{ff} - l_{ff})} \quad (15)$$

$$l = X_l \quad (16)$$

$$R_S = R_S \quad (17)$$

$$R_F = \frac{L_{ff}}{2\pi f T'_{d0}} \quad (18)$$

$$R_{dd} = \frac{1}{2\pi f T''_{d0}} \left[l_{dd} + \frac{(L_{dd} - l_{dd})l_{ff}}{L_{dd} - l_{dd} + l_{ff}} \right] \quad (19)$$

$$R_{qq} = \frac{L_{qq}}{2\pi f T''_{q0}} \quad (20)$$
