

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/AUTOMAÇÃO

BRUNA KRASOTA MATOS
MARINA DE SALLES SILVA ALMEIDA

**DESENVOLVIMENTO DA MODELAGEM DINÂMICA DE UMA
MICROTURBINA PARA A SUA UTILIZAÇÃO NA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA: ANÁLISE EM UMA PLANTA PILOTO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2012

BRUNA KRASOTA MATOS
MARINA DE SALLES SILVA ALMEIDA

**DESENVOLVIMENTO DA MODELAGEM DINÂMICA DE UMA
MICROTURBINA PARA A SUA UTILIZAÇÃO NA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA: ANÁLISE EM UMA PLANTA PILOTO**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase em Automação (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), apresentado como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Roger Gules, Dr.

Co-Orientadores: Prof. Cristiano Quevedo Andrea, Dr.
Henry Leonardo L. Salamanca, Me.

CURITIBA

2012

Bruna Krasota Matos
Marina de Salles Silva Almeida

Desenvolvimento da modelagem dinâmica de uma microturbina para a sua utilização na geração distribuída: análise em uma planta piloto

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 11 de junho de 2012.

Prof. Eduardo Félix Ribeiro Romaneli, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia de Controle e Automação

Prof. Amauri Amorin Assef, Me.
Coordenador dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia de Controle e Automação do DAELT

ORIENTAÇÃO

Roger Gules, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Cristiano Quevedo Andrea, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Co-Orientador

Henry Leonardo López Salamanca, Me.
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
Co-Orientador

BANCA EXAMINADORA

Roger Gules, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Cristiano Quevedo Andrea, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Luiz Amilton Pepplow, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Alexandre Rasi Aoki, Dr.
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia de Controle e Automação

A Deus...

“...que através de sua presença no próximo, nos transmite a luz da sabedoria...

...por nunca nos ter deixado nos momentos difíceis e por nos ter permitido chegar até aqui.”

Aos nossos pais....

“...que além da vida, nos deram coragem para a luta, alento para o estudo e esperança para o futuro.”

Aos mestres....

“...que nos transmitiram conhecimentos e compartilharam experiências de vida...

...que nos ensinaram a reconhecer e valorizar os atos de amor e dedicação na arte de ensinar.”

AGRADECIMENTOS

Agradecemos, primeiramente, àqueles que indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho - às nossas famílias, pelo apoio, paciência e compreensão.

Gostaríamos de agradecer aos professores Roger Gules e Cristiano Quevedo Andrea, pela orientação e dedicação oferecidas à equipe ao longo do desenvolvimento deste Trabalho de Conclusão de Curso.

Expressamos nossa gratidão ao LACTEC, que forneceu a estrutura e ferramentas necessárias para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho. Em especial, agradecemos aos pesquisadores Henry Leonardo López Salamanca e Alexandre Rasi Aoki e toda a equipe envolvida no projeto PD128, por proporcionarem a oportunidade de desenvolver este trabalho em parceria com o Instituto, a CPFL, a Unicamp e a Hytron.

Agradecemos, ainda, à banca avaliadora, pela atenção e contribuição dedicadas neste trabalho.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.”

José de Alencar

RESUMO

ALMEIDA, Marina de S. S.; MATOS, Bruna K. Desenvolvimento da modelagem dinâmica de uma microturbina para a sua utilização na geração distribuída: análise em uma planta piloto. 2012. 135 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Industrial Elétrica/Automação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2012.

Este trabalho trata do desenvolvimento da modelagem dinâmica de uma microturbina a gás operando em um sistema com uma carga resistiva trifásica, instalada em uma planta piloto de fontes de geração distribuída da CPFL, localizada em Campinas. Partiu-se de um estudo de aspectos de funcionamento desta tecnologia, técnicas de modelagem e teoria de controle. A partir da análise e tratamento dos dados obtidos de ensaios realizados na planta, foram desenvolvidos dois modelos que representam o comportamento da microturbina quando variações de carga lhe são impostas. Os resultados de simulação indicaram que os modelos desenvolvidos neste trabalho são adequados para fins de aplicação prática, por apresentarem uma dinâmica muito próxima da real.

Palavras-chave: Microturbina. Modelagem dinâmica. Geração Distribuída.

ABSTRACT

ALMEIDA, Marina de S. S.; MATOS, Bruna K. Development of dynamic modeling of a microturbine for use in distributed generation: analysis in a pilot plant. 2012. 135 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Industrial Elétrica/Automação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2012.

This work addresses the development of the dynamic modeling of a gas microturbine operating in a three-phase resistive load system set up in a distributed power generation pilot plant of CPFL, located in the city of Campinas, SP. Initially the study focused on the operational aspects of that technology, as well as modeling techniques and control theory. From the analysis and treatment of experimental data obtained from the plant, two models were developed. Those models reproduce the response of the microturbine to imposed load variations. Simulation results show that the models developed in this work are suitable for application in practical problems, since they closely reproduce the real dynamics of the microturbine.

Keyword: Microturbine. Dynamic modeling. Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Microturbina Capstone 30 kW instalada na planta piloto | 21 |
| Figura 2 - Partes constituintes de uma microturbina | 32 |
| Figura 3 - Compressor..... | 33 |
| Figura 4 - Câmara de combustão..... | 33 |
| Figura 5 - Gerador de ímã permanente | 34 |
| Figura 6 - Recuperador | 35 |
| Figura 7 - Turbina..... | 36 |
| Figura 8 - Configuração de uma microturbina | 37 |
| Figura 9 - Eixo simples..... | 37 |
| Figura 10 - Representação do funcionamento de uma microturbina..... | 38 |
| Figura 11 - Diagrama de conexão das fontes de GD instaladas no laboratório LH2. | 46 |
| Figura 12 - Microturbina Capstone C30 instalada no <i>site</i> de estudos de GD..... | 47 |
| Figura 13 - Cilindros para armazenamento de gás natural para a MT | 47 |
| Figura 14 - Diagrama unifilar do banco resistivo | 48 |
| Figura 15 - Banco resistivo trifásico de 35 kW instalado no <i>site</i> de GD | 48 |
| Figura 16 - Configuração dos componentes do ensaio na MT Capstone C30 | 49 |
| Figura 17 - Resposta de um sistema de controle a uma entrada degrau, destacando-se alguns critérios de desempenho | 53 |
| Figura 18 – Efeito de zeros na resposta de sistemas de segunda ordem à entrada degrau unitário | 55 |
| Figura 19 - Diagrama de blocos de um sistema de controle por realimentação na configuração cascata..... | 57 |
| Figura 20 - Diagrama de blocos de um controlador proporcional..... | 59 |
| Figura 21 - Diagrama de blocos de um controlador integral..... | 60 |
| Figura 22 - Diagrama de blocos de um controlador proporcional-integral..... | 61 |
| Figura 23 - Curva do valor eficaz para sinais de tensão e de corrente de saída da MT para degrau de carga de 0 a 10 kW | 63 |
| Figura 24 - Curva da corrente eficaz na saída da fase C da MT para variação de carga de 0 a 10 kW | 64 |
| Figura 25 - Comparação entre a resposta do sistema com a FT obtida e o valor eficaz real da corrente na fase A para variação de carga de 0 a 5 kW | 65 |

| | |
|--|----|
| Figura 26 - Comparação entre a resposta do sistema com a FT obtida e o valor eficaz real da corrente na fase A para variação de carga de 10 a 0 kW | 66 |
| Figura 27 - Diagrama de um sistema de controle..... | 66 |
| Figura 28 - Diagrama de blocos para a modelagem da dinâmica da tensão..... | 71 |
| Figura 29 - Efeito da alocação de zeros em sistemas de segunda ordem | 73 |
| Figura 30 – Curva da tensão eficaz na saída da fase A da MT para variação de carga de 5 a 10 kW | 75 |
| Figura 31 - Modelo da dinâmica de tensão e de corrente para a fase A da MT | 77 |
| Figura 32 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 5 kW..... | 80 |
| Figura 33 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 5 kW..... | 81 |
| Figura 34 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 10 kW..... | 82 |
| Figura 35 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 10 kW..... | 83 |
| Figura 36 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 15 kW..... | 84 |
| Figura 37 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 15 kW..... | 85 |
| Figura 38 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 20 kW..... | 86 |
| Figura 39 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 20 kW..... | 87 |
| Figura 40 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 10 kW..... | 88 |
| Figura 41 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 10 kW..... | 89 |
| Figura 42 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 15 kW..... | 90 |
| Figura 43 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 15 kW..... | 91 |
| Figura 44 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 20 kW..... | 92 |

| | |
|--|-----|
| Figura 45 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 20 kW | 93 |
| Figura 46 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 0 kW | 95 |
| Figura 47 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 0 kW | 96 |
| Figura 48 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 0 kW | 97 |
| Figura 49 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 0 kW | 98 |
| Figura 50 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 0 kW | 99 |
| Figura 51 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 0 kW | 100 |
| Figura 52 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 5 kW | 101 |
| Figura 53 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 5 kW | 102 |
| Figura 54 - Esquema simplificado da configuração de uma MT | 103 |
| Figura 55 - Modelo generalizado da interface de eletrônica de potência e do controle do sistema da MT | 105 |
| Figura 56 - Relação potência – torque do gerador síncrono da MT | 107 |
| Figura 57 - Modelo de controle do gerador síncrono..... | 107 |
| Figura 58 - Curva da velocidade angular da MT, em rotações por minuto | 108 |
| Figura 59 - Simulação do gerador, turbina e seu sistema de controle | 108 |
| Figura 60 - Sistema de controle para uma das fases do retificador | 110 |
| Figura 61 - Simulação do retificador bidirecional trifásico e sua estrutura de controle | 111 |
| Figura 62 - Estrutura de controle do inversor trifásico | 112 |
| Figura 63 - Simulação do inversor trifásico e sua estrutura de controle, filtro de saída e carga resistiva trifásica | 114 |
| Figura 64 - Curvas de velocidade angular do gerador para variação de carga em degrau de (a) 10 a 15 kW e (b) 10 a 0 kW | 115 |

| | |
|---|-----|
| Figura 65 - Curvas de tensão no barramento CC para variação de carga em degrau de (a) 10 a 15 kW e (b) 10 a 0 kW | 116 |
| Figura 66 - Curvas de corrente eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 10 kW | 118 |
| Figura 67 - Curvas de tensão eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 10 kW | 119 |
| Figura 68 - Curvas de corrente eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 15 kW | 120 |
| Figura 69 - Curvas de tensão eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 15 kW | 121 |
| Figura 70 - Curvas de corrente eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 0 kW | 122 |
| Figura 71 - Curvas de tensão eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 0 kW | 123 |
| Figura 72 - Curvas de corrente eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 5 kW | 124 |
| Figura 73 - Curvas de tensão eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 5 kW | 125 |
| Figura 74 - Curva de tensão no barramento CC obtida a partir de dados de ensaio, para variação de 5 a 10 kW..... | 126 |
| Figura 75 - Simulação do inversor e estrutura de controle usual | 127 |
| Figura 76 - Curvas de (a) corrente eficaz e (b) tensão eficaz estimadas a partir do modelo eletromecânico, na fase A, para variação de carga em degrau de 5 a 25 kW | 128 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 1 - Parâmetros do modelo obtido para a corrente eficaz na fase A para cada variação de carga imposta ao sistema | 69 |
| Tabela 2 - Parâmetros do modelo obtido para a corrente eficaz na fase B para cada variação de carga imposta ao sistema | 69 |
| Tabela 3 - Parâmetros do modelo obtido para a corrente eficaz na fase C para cada variação de carga imposta ao sistema | 70 |
| Tabela 4 - Parâmetros do sistema de controle de regulação de tensão na fase A para cada variação de carga imposta ao sistema | 76 |
| Tabela 5 - Parâmetros do sistema de controle de regulação de tensão na fase B para cada variação de carga imposta ao sistema | 76 |
| Tabela 6 - Parâmetros do sistema de controle de regulação de tensão na fase C para cada | 77 |
| Tabela 7 – Coeficiente de correlação múltipla (R^2) para corrente e tensão das fases A, B e C, segundo a variação de carga..... | 78 |
| Tabela 8 – Valores de potência elétrica, velocidade de rotação e torque do gerador síncrono da MT Capstone C30..... | 106 |
| Tabela 9 - Parâmetros do gerador síncrono de ímã permanente da MT Capstone C30..... | 109 |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|---------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CA | Corrente alternada |
| CaC | Célula a combustível |
| CC | Corrente contínua |
| CPFL | Companhia Paulista de Força e Luz |
| GD | Geração Distribuída |
| FT | Função de transferência |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> |
| LACTEC | Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento |
| MA | Malha aberta |
| MF | Malha fechada |
| MT | Microturbina |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| PCHs | Pequenas Centrais Hidrelétricas |
| PRP | Problema de Rejeição de Perturbação |
| PSR | Problema de Seguimento de Referência |
| PWM | <i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso) |
| PV | Painel fotovoltaico |
| rpm | Rotações por minuto |
| Unicamp | Universidade Estadual de Campinas |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 16 |
| 1.1 | TEMA | 17 |
| 1.1.1 | Delimitação do Tema | 17 |
| 1.2 | PROBLEMA E PREMISSAS | 18 |
| 1.3 | OBJETIVOS | 19 |
| 1.3.1 | Objetivo Geral | 19 |
| 1.3.2 | Objetivos Específicos | 19 |
| 1.4 | JUSTIFICATIVA | 19 |
| 1.5 | PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS | 21 |
| 1.6 | ESTRUTURA DO TRABALHO | 22 |
| 1.7 | RECURSOS | 23 |
| 2 | REFERENCIAL TEÓRICO | 24 |
| 2.1 | GERAÇÃO DISTRIBUÍDA | 24 |
| 2.1.1 | Vantagens da Geração Distribuída | 25 |
| 2.1.2 | Desvantagens da Geração Distribuída | 27 |
| 2.1.2.1 | Impactos de fontes de GD sobre a rede de distribuição | 28 |
| 2.2 | MICROTURBINAS | 29 |
| 2.2.1 | Partes Constituintes | 31 |
| 2.2.1.1 | Compressor | 32 |
| 2.2.1.2 | Câmara de combustão | 33 |
| 2.2.1.3 | Gerador | 34 |
| 2.2.1.4 | Recuperador | 35 |
| 2.2.1.5 | Turbina | 35 |
| 2.2.1.6 | Interface de eletrônica de potência | 36 |
| 2.2.2 | Funcionamento | 37 |
| 2.2.3 | Combustíveis Utilizados | 39 |
| 2.2.4 | Tipos de Conexão | 40 |
| 2.2.4.1 | Desconectada da rede (<i>stand alone mode</i>) | 40 |
| 2.2.4.2 | Conectada à rede (<i>grid connect mode</i>) | 42 |
| 2.2.4.3 | Modo dual (<i>dual mode</i>) | 42 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 3 | MODELAGEM DO SISTEMA | 43 |
| 3.1 | PREMISSAS DO MODELO DA MICROTURBINA CAPSTONE C30 | 45 |
| 3.2 | OBTENÇÃO DOS DADOS | 45 |
| 3.2.1 | Componentes do Laboratório | 46 |
| 3.2.1.1 | Microturbina a gás gatural | 46 |
| 3.2.1.2 | Cargas elétricas | 48 |
| 3.2.2 | Procedimentos de Ensaio | 49 |
| 4 | MODELO BLACK-BOX | 50 |
| 4.1 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 50 |
| 4.1.1 | Funções de Transferência | 50 |
| 4.1.2 | Sistemas de Segunda Ordem | 51 |
| 4.1.2.1 | Características de desempenho de sistemas de segunda ordem | 52 |
| 4.1.3 | Efeito do Zero em Sistemas de 2ª Ordem | 54 |
| 4.1.4 | Controle de Sistemas em Malha Fechada | 55 |
| 4.1.4.1 | Objetivos de controle | 55 |
| 4.1.4.2 | Especificações em regime permanente | 56 |
| 4.1.4.3 | Controladores | 58 |
| 4.2 | DESENVOLVIMENTO DO MODELO <i>BLACK-BOX</i> | 62 |
| 4.2.1 | Tratamento dos Sinais Registrados | 62 |
| 4.2.2 | Metodologia para Obtenção do Modelo da Corrente | 63 |
| 4.2.3 | Metodologia para Obtenção do Modelo da Tensão | 70 |
| 4.3 | SIMULAÇÃO DO MODELO E RESULTADOS | 77 |
| 5 | MODELO ELETROMECAÂNICO | 103 |
| 5.1 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 103 |
| 5.2 | DESENVOLVIMENTO DO MODELO ELETROMECAÂNICO | 105 |
| 5.2.1 | Gerador e Turbina | 105 |
| 5.2.2 | Retificador Bidirecional Trifásico | 109 |
| 5.2.3 | Inversor Trifásico | 112 |
| 5.3 | SIMULAÇÃO DO MODELO E RESULTADOS | 115 |
| 6 | CONCLUSÕES | 129 |
| | REFERÊNCIAS | 131 |

1 INTRODUÇÃO

Com o contínuo crescimento da demanda por energia elétrica, surgiu a necessidade de se buscar alternativas para atender a todos os consumidores, garantindo a qualidade, confiabilidade e eficiência do sistema de fornecimento. Uma solução possível é a aplicação de tecnologias de geração de energia elétrica, que utilizam combustíveis fósseis ou não, para suprir a demanda de cargas locais (SOUZA, 2009, p.11). A este tipo de produção dá-se o nome de Geração Distribuída (GD), devido à sua localização mais próxima às cargas, cujas instalações podem estar conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores (ANEEL, 2008, p.38).

As tecnologias de geração mais comumente utilizadas para GD são turbinas de combustão, células a combustível, geradores baseados em biomassa, painéis fotovoltaicos, coletores e concentradores de energia solar, microturbinas, turbinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e dispositivos de armazenamento de energia elétrica (SOUZA, 2009, p.11).

Estas novas formas de geração devem se adequar às necessidades do mercado brasileiro de energia, com o objetivo de responder aos desafios de aumentar a eficiência de utilização de recursos energéticos e minimizar os impactos ambientais decorrentes do seu processo (LORA; HADDAD, 2006, p.3).

O sistema elétrico atual apresenta estrutura centralizada, ou seja, a energia elétrica é transportada de forma unidirecional, a partir de grandes centrais geradoras, através de linhas de transmissão e sistemas de distribuição, até chegar aos consumidores finais (TREVISAN, 2011). Este modelo tende a sofrer mudanças, já que fontes de energia de pequeno porte estão se tornando economicamente viáveis e suas vantagens cada vez mais evidentes. Com esta tendência da descentralização da geração de energia elétrica, o conhecimento do comportamento das fontes de GD torna-se fundamental para a implementação de novas concepções de sistemas elétricos, como *Smart Grids* (Redes Inteligentes) e Microrredes. *Smart Grid* consiste na aplicação de tecnologia de informação e comunicação com o objetivo de controlar e otimizar a rede elétrica, desde a geração até o consumo (FALCÃO, 2009, p.3; MAZZA, 2005, p.2).

O conceito de Microrredes está relacionado com a concepção de *Smart Grids*, uma vez que visa o aumento da confiabilidade e eficiência da rede elétrica, proporcionando, ainda, qualidade ambiental, por meio da aplicação de tecnologias de automação e comunicação. A aplicação deste conceito permite que o sistema elétrico seja melhor gerenciado no que tange à conexão de geradores de pequeno e médio portes em redes de distribuição (FALCÃO, 2009, p.7).

1.1 TEMA

1.1.1 Delimitação do Tema

O desenvolvimento das novas tecnologias de geração de energia elétrica tem impulsionado a utilização de fontes alternativas (LORA; HADDAD, 2006, p.3). Sua conexão com a rede de distribuição de energia deve ser cuidadosamente estudada, para que sejam conhecidos os impactos causados na rede e na fonte, assim como o comportamento da rede quando diversas fontes são conectadas à mesma.

Com o objetivo de conhecer e analisar como se comportam em conjunto a rede de distribuição, as fontes de geração e as cargas a serem supridas por elas, encontra-se em desenvolvimento o projeto “PD128 – Análise do Controle de Fontes de GD e seus Impactos na Rede da CPFL – Fase 2”, desenvolvido pelo LACTEC em parceria com a CPFL, Unicamp e Hytron. Este projeto abrange as seguintes tecnologias de geração distribuída: célula a combustível (CaC), microturbina (MT) a gás natural e painel fotovoltaico (PV), sendo estas escolhidas devido às características de alta eficiência, baixo ou nenhum nível de emissões de gases poluentes e baixo nível de ruídos emitidos quando em operação (FARRET; SIMÕES, 2006, p.216; LORA; HADDAH, 2006, p.58).

No projeto PD128, serão avaliados os impactos das fontes de GD mencionadas no sistema de distribuição de energia elétrica por meio da análise do comportamento dinâmico e da interação que ocorre entre as fontes de geração distribuída, cargas e rede de distribuição de baixa tensão.

Portanto, é necessária a análise do comportamento destes elementos considerando-se as seguintes interações: (1) fonte de GD e variação de carga; (2) rede e variação de carga; e (3) rede, fonte de GD e variação de carga. A dinâmica destas situações deve ser modelada, para que as interações existentes no sistema e os impactos decorrentes delas possam ser analisados. Neste contexto, está inserida a modelagem da MT a gás natural e a análise de seu comportamento quando sujeita a variações de carga.

1.2 PROBLEMA E PREMISSAS

A inserção de fontes de GD no sistema elétrico implica na necessidade de se conhecer o comportamento das mesmas quando sujeitas a variações da carga que está sendo suprida e fenômenos na própria rede. Por esta razão, faz-se necessário conhecer a dinâmica de operação da microturbina.

O trabalho proposto tem como diferencial a elaboração de um modelo dinâmico da microturbina que reproduza seu comportamento no sistema formado pela microturbina e carga resistiva. Este modelo foi desenvolvido a partir de uma base de dados obtida de ensaios em uma planta piloto real, validado através de simulações a resposta dinâmica do sistema frente a variações de carga.

Com isto, obteve-se um modelo que representa uma dinâmica semelhante à observada na planta piloto através dos ensaios realizados, tendo sido feita a verificação de sua validade por meio da comparação dos dados gerados na prática com resultados de simulação.

A modelagem proposta será utilizada como ferramenta de análise das condições de operação das fontes de GD quando conectadas à rede de distribuição de baixa tensão, no âmbito do projeto PD128.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Modelar o comportamento dinâmico de uma microturbina a gás operando num sistema com uma carga resistiva, inserida na planta piloto de testes de fontes de geração distribuída da CPFL, localizada na cidade de Campinas, no estado de São Paulo.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Realizar levantamento bibliográfico acerca dos temas: GD, microturbinas e modelagem dinâmica de sistemas;
- Obter curvas de tensão e corrente para diferentes valores de carga resistiva aplicadas à microturbina, com base nos dados obtidos dos ensaios realizados no laboratório pelos pesquisadores;
- Analisar as curvas obtidas e identificar funções de transferência que representem dinâmica semelhante;
- Modelar a dinâmica que representa o sistema como um todo;
- Simular o modelo obtido;
- Comparar os resultados de simulação com os dados reais.

1.4 JUSTIFICATIVA

A motivação para o estudo a respeito de possibilidades de aplicações de GD vem de diversos fatores, que conduzem à necessidade do desenvolvimento de novas alternativas de geração de eletricidade, que devem considerar aspectos como

distribuição geográfica da produção, flexibilidade e confiabilidade da operação, disponibilidade e custo de combustíveis, licenciamento ambiental e outros. As novas formas de geração devem se adequar às necessidades do mercado brasileiro de energia, com o objetivo de responder aos desafios de aumentar a eficiência de utilização de recursos energéticos e minimizar os impactos ambientais decorrentes do seu processo (LORA; HADDAD, 2006, p.3).

As diversas vantagens proporcionadas por sistemas alternativos de geração de energia elétrica têm incentivado o desenvolvimento de pesquisas para sua implementação. No entanto, ainda se vive um período de aprendizado quanto a este tipo de tecnologia, buscando-se conhecer melhor suas características e o impacto da conexão de fontes de GD às redes de distribuição (SOUZA, 2009, p.12).

O trabalho desenvolvido insere-se no contexto do projeto “PD128 - Análise do Controle de Fontes de GD e seus Impactos na Rede da CPFL - Fase 2”, em desenvolvimento pelo LACTEC, em parceria com a CPFL, Unicamp e Hytron, que faz parte do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica, orientado pela ANEEL. O objetivo geral do PD128 é a promoção de um estudo aprofundado acerca das tecnologias de GD, com foco em: célula a combustível (CaC), microturbina (MT) e painel fotovoltaico (PV), em especial no que concerne às técnicas de controle e relação entre combustível utilizado e a produção de energia elétrica final e sua correlação com as várias condições de operação quando esses equipamentos estão conectados ao sistema de distribuição. A equipe desenvolveu pesquisas a respeito do tema proposto junto ao LACTEC, sendo que este trabalho de conclusão de curso constitui um dos resultados finais deste projeto.

A modelagem do sistema formado por MT e carga tem a finalidade de subsidiar a avaliação dos impactos da inserção das fontes de GD no sistema de distribuição. Esta análise é desenvolvida a partir da verificação do comportamento dinâmico dos elementos: fonte, carga e rede. Este comportamento compreende aspectos de operação, isto é, do funcionamento das fontes de GD conectadas à rede de baixa tensão ou isoladas. Assim, é possível identificar os impactos causados pela interação destes três elementos.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Inicialmente realizou-se uma pesquisa bibliográfica, com a reunião de informações a respeito dos temas necessários para o desenvolvimento do trabalho. Esta pesquisa realizou-se em três etapas, nas quais foram estudados os seguintes temas: geração distribuída e microturbinas, sendo abordados, entre outros tópicos, aspectos de funcionamento e aplicações atuais de fontes de GD; métodos de modelagem de sistemas dinâmicos; e modelos de microturbinas já desenvolvidos.

Em seguida, obtiveram-se os dados de ensaios realizados na microturbina Capstone de 30 kW (Figura 1). Os ensaios foram realizados por pesquisadores do LACTEC, no âmbito do projeto PD128 descrito, no qual a equipe está inserida, utilizando os recursos previstos no mesmo. A planta de geração na qual se baseia o trabalho é de propriedade da CPFL e está instalada no Laboratório LH2 da Unicamp, sendo composta por uma microturbina Capstone C30, com capacidade de fornecimento de 30 kW em 220 V, 60 painéis fotovoltaicos Kyocera de 125 W cada e uma célula a combustível Lineage 5T48 de 5 kW. Complementarmente aos geradores, utilizou-se nos ensaios um grupo de cargas elétricas.



Figura 1 - Microturbina Capstone 30 kW instalada na planta piloto

Fonte: Teixeira et al. (2007, p.4).

Os resultados dos ensaios foram colocados à disposição da equipe para o desenvolvimento do trabalho de conclusão de curso mediante autorização dos representantes da CPFL e do LACTEC responsáveis pela execução e coordenação do projeto.

Em seguida, foram analisados os dados de ensaio para identificar a dinâmica de funcionamento da microturbina para as condições de carga impostas. Com estas informações, elaborou-se um modelo matemático que representa o comportamento do sistema como um todo, frente a diferentes situações de variação de carga. Este modelo é aqui referenciado como modelo *black-box*, que consiste em funções de transferência que descrevem a tensão e corrente de saída da microturbina em relação a um degrau de carga crescente ou decrescente.

A etapa seguinte consistiu na elaboração de um modelo eletromecânico que representa a dinâmica do sistema em questão, fazendo uso dos mesmos dados de ensaio mencionados anteriormente.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho é constituído de seis capítulos, sendo eles:

- Capítulo 1 - Introdução: apresentação da proposta, definição do tema, objetivos, motivação para o desenvolvimento do trabalho e metodologia.
- Capítulo 2 – Referencial teórico.
- Capítulo 3 – Modelagem do sistema: premissas para os modelos desenvolvidos e obtenção dos dados de ensaios na planta piloto.
- Capítulo 4 – Modelo *black-box*: apresentação da teoria que fundamentou o desenvolvimento do modelo *black-box*, metodologia e resultados da simulação.
- Capítulo 5 – Modelo eletromecânico: apresentação da teoria que fundamentou o desenvolvimento do modelo eletromecânico, metodologia e resultados da simulação.
- Capítulo 6 – Conclusões.

1.7 RECURSOS

Os recursos necessários para o desenvolvimento deste trabalho foram adquiridos pelas empresas envolvidas no projeto PD128 e foram colocados à disposição da equipe. Os ensaios na planta piloto necessários para a obtenção dos dados utilizados foram realizados pelos pesquisadores e a equipe teve acesso aos *softwares* para a conversão dos dados em um formato adequado ao tratamento e análise dos mesmos.

Os programas e simulações necessários para a execução deste trabalho foram desenvolvidos nos *softwares* MATLAB/Simulink[®] e PSIM[®].

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE, Geração Distribuída é uma expressão que designa a geração elétrica realizada junto ou próxima à carga do consumidor, independente da potência, tecnologia e tipo de fonte de energia. Este conceito refere-se, ainda, à aplicação de pequenos geradores dispersos pelo sistema elétrico, para fornecer a energia elétrica necessária para o suprimento de cargas locais (FARRET; SIMÕES, 2006, p.1; WILLIS; SCOTT, 2000, p.10). Estes geradores podem estar diretamente conectados ao sistema da concessionária ou por meio de instalações de consumidores e, ainda, podem alimentar cargas isoladas, isto é, não conectadas à rede elétrica (WILLIS; SCOTT, 2000, p.1).

Grande parte das tecnologias de GD baseia-se em combustíveis e princípios de operação convencionais, tais como diesel, turbinas de combustão e de ciclo combinado e outras máquinas rotativas. Além destes, a GD envolve a aplicação de células a combustível e a utilização de fontes renováveis de energia, como eólica, solar e biomassa (WILLIS; SCOTT, 2000).

Conforme citado anteriormente, a GD independe da fonte de energia e não está vinculada a uma tecnologia específica, havendo flexibilidade na aplicação de tecnologias já em operação e diversas possibilidades técnicas ainda em desenvolvimento. No entanto, é notável o crescente incentivo ao uso de fontes alternativas e energias renováveis em aplicações de GD, em especial por sua característica de proximidade à carga, fator que contribui para a adoção de fontes e tecnologias de geração menos poluentes.

Em diversos países da Europa, por exemplo, já é observada a injeção de energia elétrica na rede, proveniente de painéis fotovoltaicos e aerogeradores de pequeno porte, constituindo uma atividade incentivada por órgãos governamentais com o objetivo de reduzir as emissões de gases poluentes (TREVISAN, 2011, p.14).

2.1.1 Vantagens da Geração Distribuída

A aplicação de tecnologias de geração distribuída apresenta diversas vantagens para o consumidor, para a concessionária e para a sociedade. Muitas delas decorrem de sua principal característica: localização próxima à carga (INEE, 2001, p.4).

Para o consumidor, são destacadas as vantagens a seguir:

- unidades de GD podem ter altos índices de confiabilidade quanto ao suprimento, pela possibilidade da operação ilhada, atendendo total ou parcialmente as cargas consumidoras (MARTINS, 2006, p.23; DILL, 2008, p.17);
- suprimento das cargas elétricas com qualidade, com relação à minimização de perturbações na rede. A inserção de fontes de GD contribui para a melhoria do perfil de tensão do sistema em condições normais de operação e de emergência (DILL, 2008, p.17);
- economia nos horários de ponta;
- fornecimento de energia elétrica para áreas remotas, onde o fornecimento por meio de redes de transmissão e distribuição se torna econômica e ambientalmente inviável;
- benefícios proporcionados pela possibilidade de cogeração, tais como o uso eficiente de energia;
- baixo ou nenhum custo de combustível para a geração de energia elétrica.

Para a concessionária, podem ser citadas as seguintes vantagens:

- diminuição de perdas (ativas e reativas) na transmissão e minimização de custos com a mesma, possibilitando uma redução do carregamento do sistema neste setor em condições normais de operação e, conseqüentemente, adiando a necessidade de investimentos para reforçar o sistema de transmissão e construir novos centros de geração (INEE, 2001, p.5; GONÇALVES, 2004, p.55);

- possível aumento da estabilidade do sistema elétrico, devido à existência de reservas de geração distribuída, que proporcionam melhor resposta a falhas no sistema, tais como quedas de energia (INEE, 2001, p.5);
- possibilidade de implementação de geradores de emergência, que garantem a continuidade das atividades em curso em casos de falhas na rede;
- redução de investimentos no atendimento às cargas nos horários de ponta e minimização do risco de sobrecarga em sua rede (INEE, 2001, p.5);
- algumas unidades de GD, como painéis fotovoltaicos, microtubinas e células a combustível, são modulares e podem ser implantadas em tempo bastante reduzido, proporcionando flexibilidade na sua instalação e resposta mais rápida ao crescimento da demanda (INEE, 2001, p.4). A característica de modularidade apresenta duas vantagens: 1) as unidades são padronizadas para projetos comuns, requisitos da planta e métodos de operação, simplificando a instalação e reduzindo custos; e 2) unidades modulares permitem que a capacidade de geração da instalação seja expandida posteriormente, de forma a atender novas necessidades de demanda, o que representa risco reduzido (WILLIS; SCOTT, 2000);
- aumento da confiabilidade do sistema próximo à geração local, já que as fontes não estão sujeitas a falhas nos sistemas de transmissão e distribuição;
- as necessidades relacionadas ao fornecimento de energia elétrica particulares dos clientes podem ser supridas de forma personalizada;
- redução dos riscos de planejamento, devido ao menor tamanho das unidades de produção e flexibilidade das soluções (INEE, 2001, p.5).

A GD proporciona, ainda, uma série de benefícios sociais, tais como:

- a utilização de recursos locais impulsiona o desenvolvimento econômico da região e reduz a necessidade de importação de recursos;
- diversificação da matriz energética;
- minimização de impactos ambientais devido à produção de energia com baixa emissão de poluentes, principalmente pela utilização de fontes renováveis, e devido ao tamanho reduzido de algumas instalações de unidades de GD.

Unidades de GD são limpas o suficiente para serem alocadas próximas a unidades residenciais e comerciais;

- aumento da competição e criação de maiores oportunidades de comercialização no mercado de energia elétrica, permitindo a entrada de potenciais concorrentes no mercado, com um custo relativamente baixo, podendo resultar em reduções das tarifas de energia.

2.1.2 Desvantagens da Geração Distribuída

Associados à utilização de tecnologias de geração distribuída, existem aspectos negativos, decorrentes, principalmente, do aumento do número de entidades envolvidas e da separação das atividades de distribuição e de comercialização (INEE, 2001, p.5). São algumas delas:

- maior complexidade nas relações comerciais e administrativas do sistema (INEE, 2001, p.5);
- as medidas de segurança que devem ser tomadas também se tornam mais complexas, devendo ser considerados diversos aspectos que diferem da geração centralizada (INEE, 2001, p.5);
- se alocada em local inadequado, a GD pode comprometer a estabilidade do sistema ao qual está conectada, no que diz respeito à qualidade de energia, regulação de tensão e frequência, ilhamento, níveis de curto-circuito, despacho de geração, entre outros (GONÇALVES, 2004);
- a aquisição e operação de unidades de GD demandam serviços e inspeções de rotina, para que sejam mantidas a confiabilidade do sistema e a eficiência da operação, garantindo o suprimento das cargas (WILLIS; SCOTT, 2000, p.11);
- apesar de testes em laboratório demonstrarem resultados positivos quanto à confiabilidade e eficiência a longo prazo, muitas unidades de GD fazem uso de tecnologias relativamente recentes, ainda não sendo comprovadas tais características em campo, o que pode representar certo risco (WILLIS; SCOTT, 2000, p.11).

2.1.2.1 Impactos de fontes de GD sobre a rede de distribuição

Devem ser considerados, ainda, os impactos gerados pela inserção de fontes de geração distribuída na rede, que podem causar diversos problemas na mesma, tais como: ocasional acréscimo de perdas, problemas de segurança caso a proteção não atue adequadamente, entre outros (SOUZA, 2009, p.39). Estes tipos de tecnologia devem ser estudados de modo que a conexão seja feita de forma adequada e na melhor localização, pois, caso contrário, a qualidade do fornecimento de energia e a confiabilidade do sistema ficam comprometidas.

Existe uma grande preocupação quanto à qualidade da energia fornecida por sistemas que possuem fontes de GD conectadas a ele.

Para que a conexão seja a melhor possível são necessários testes e análises de diversos parâmetros que visam garantir tanto a segurança da instalação quanto o fornecimento de uma energia limpa e confiável, que nos padrões nacionais devem atender principalmente a norma IEEE 1547.1 “*IEEE Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL e o Submódulo 2.2 dos Padrões de Desempenho da Rede Básica do ONS. (SOUZA, 2009, p.41).

Outro aspecto que merece atenção devido ao risco que apresenta é o fenômeno de ilhamento. A condição de ilhamento ocorre quando um gerador distribuído, que se encontra conectado ao sistema de distribuição da concessionária local, passa a alimentar a linha de distribuição com sua potência programada, mesmo que esta linha esteja fora de operação (SOUZA, 2009, p.42). Quando ocorre o desligamento de uma rede da concessionária, a conexão da fonte de geração distribuída deve ser interrompida por meio de equipamentos de proteção, tais como relés mecânicos e chaves de transferência (SILVA FILHO, 2005, p.56). Se esta proteção não atuar efetivamente, há risco de graves acidentes caso um operário da concessionária vá fazer uma manutenção na linha, acreditando que a rede está desenergizada, podendo ser submetido a tensões e correntes potencialmente perigosas.

Por outro lado, pode-se entender o funcionamento em ilha como um benefício em caso de uma interrupção acidental do fornecimento, permitindo o abastecimento da carga local temporariamente até que a operação da linha seja normalizada. Neste

caso, por opção da concessionária, deveriam ser realizados estudos específicos para a determinação dos mecanismos de proteção adequados para esta condição (SILVA FILHO, 2005, p.89).

Embora esta condição de ilhamento seja viável em determinadas circunstâncias, possuem regulamentação e operação complexas, não sendo aceita, em geral, pelas distribuidoras (SILVA FILHO, 2005, p.89).

Portanto, para uma operação ideal de um sistema com geradores distribuídos conectados, é necessário um estudo aprofundado a respeito de critérios de proteção e localização de pontos de conexão (SOUZA, 2009, p.43).

2.2 MICROTURBINAS

Segundo Trevisan (2011) apud Kreith e Goswami (2007), o uso de turbinas acionadas por gás teve seu estudo iniciado no fim do século XIX, porém seu uso se deu a partir de 1930.

As microturbinas foram desenvolvidas pela indústria por meio de melhorias em unidades de energia auxiliares, originalmente projetadas para aeronaves e helicópteros e foram customizadas para serem utilizadas em aplicações elétricas nas instalações dos consumidores (FARRET; SIMÕES, 2006, p.215). Pesquisas datadas da década de 70 indicam a utilização desta tecnologia pela indústria automobilística, visualizando a possibilidade de sua utilização em substituição aos tradicionais Motores Alternativos de Combustão Interna – MACI (LORA; HADDAD, 2006, p.40).

Em 1978, a *Allison Engine Company*, iniciou um projeto com o objetivo de desenvolver e construir grupos geradores para utilização militar, sendo estes acionados por turbinas a gás de pequeno porte. Por meio de testes destes geradores foi possível analisar uma redução no consumo de combustível em relação aos modelos anteriores, uma frequência estável, nível inferior de ruídos e, ainda, uma maior flexibilidade em relação ao combustível a ser utilizado (LORA; HADDAD, 2006, p.40).

Segundo Guda et al. (2005, p.269) microturbinas são pequenas turbinas a gás que utilizam combustível gasoso ou líquido para criar um fluxo de gás de alta energia que aciona um gerador elétrico.

Para Simões e Farret (2006, p.215), geradores com turbina a gás que variam entre 500 kW a 250 MW não são utilizados para a geração distribuída, tendo sido desenvolvidas microturbinas de menor potência (30 a 400 kW) para esta aplicação.

Microturbinas podem utilizar vários tipos de combustível como gás natural, gasolina, diesel, querosene, nafta, álcool, propano, metano e gás digestor, sendo o gás natural atualmente o combustível primário mais empregado. Os avanços de componentes como inversores, recuperadores, eletrônica de potência, comunicação e controle aceleraram a evolução das MTs (FARRET; SIMÕES, 2006, p.215).

Segundo Farret e Simões (2006), as MTs possuem diversas vantagens quando comparadas aos demais sistemas de energia que utilizam combustível fóssil, como:

- apresentam um baixo peso por potência mecânica gerada, sendo um conjunto gerador leve;
- apresentam um movimento de rotação pura, que resulta em menores níveis de vibração e ruído. Comparado a geradores a diesel, possuem alto desempenho mecânico e alta confiabilidade;
- não é necessário um sistema de resfriamento líquido;
- algumas microturbinas operam com mancais de ar de baixa manutenção;
- apresentam uma resposta muito rápida a variações de carga;
- a combustão geralmente ocorre com um excesso de ar, o que resulta em baixas emissões;
- mesmo microturbinas de baixa potência podem fornecer um calor recuperável para o aquecimento de água. As grandes unidades podem ser usadas em finalidades industriais ou em um ciclo combinado com outras microturbinas.

Também para Farret e Simões (2006, p.216), podem ser citadas algumas desvantagens do uso de microturbinas, como o fato de apresentarem eficiência em torno de 28 a 32%, enquanto motores de combustão interna possuem eficiência acima de 38%. Outra desvantagem é que as microturbinas são muito sensíveis à temperatura do ar ambiente, pressão e umidade, exigindo uma desclassificação para as variáveis do ambiente, além da necessidade de técnicos mais qualificados para a execução de reparos e manutenções.

As microturbinas podem operar conectadas à rede, aumentando a confiabilidade do sistema e a qualidade da energia elétrica fornecida. Podem ser aplicadas em sistemas de cogeração ou, ainda, para o suprimento de cargas no horário de ponta, principalmente em sistemas que não toleram interrupções, contribuindo para a redução do custo da energia neste horário (COSTA, 2010, p.35).

A faixa de potência que uma microturbina é capaz de gerar torna viável a sua utilização em ambientes comerciais, como restaurantes, hotéis, condomínios e outros, estando em desenvolvimento estudos para sua aplicação em meios de transporte (COSTA, 2010, p.35).

2.2.1 Partes Constituintes

Uma microturbina é composta basicamente por um compressor, câmara de combustão, gerador, recuperador, turbina e interface de eletrônica de potência (COSTA, 2010, p.35; GUDA et al., 2005, p.269). A seguir, será feita uma breve abordagem de cada um destes componentes, que podem ser visualizados na Figura 2.

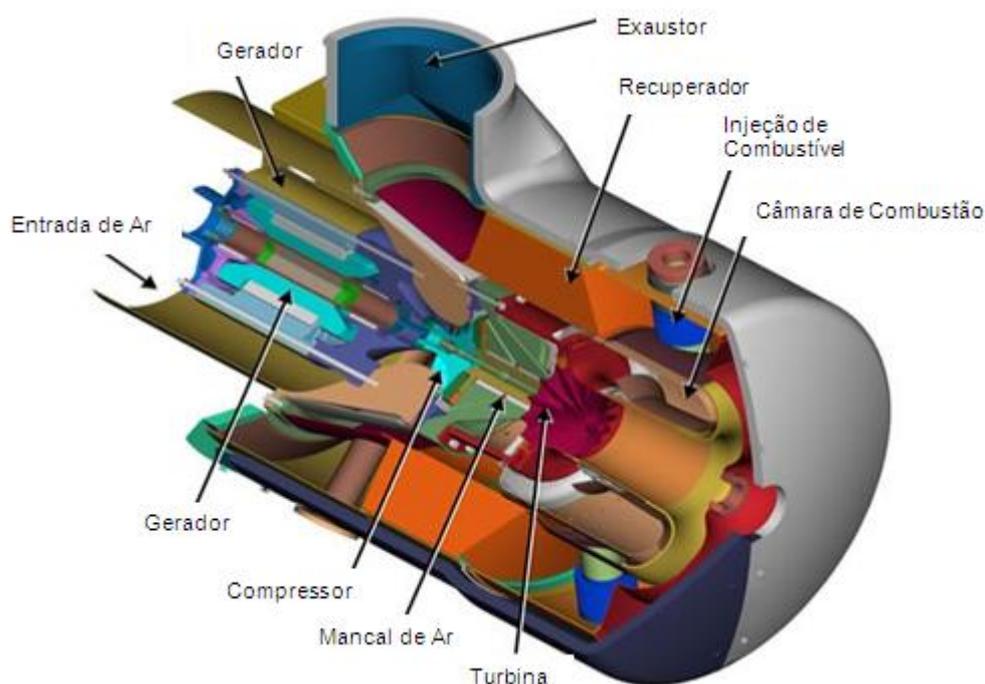


Figura 2 - Partes constituintes de uma microturbina

Fonte: CAPSTONE, 2005.

2.2.1.1 Compressor

O compressor (Figura 3) tem como finalidade elevar a pressão do ar, sendo que, para tal, utiliza uma parte da potência entregue pela turbina. Existem dois tipos de compressores: centrífugo e axial (MALDONADO, 2005, p.36).

Segundo Maldonado (2005, p.36), na microturbina, comumente utiliza-se o compressor do tipo centrífugo. Este tem como característica trabalhar com pequenas e médias vazões de ar e uma razão de compressão típica de 3:1. Suas partes constituintes são o rotor e uma carcaça onde se encontra um difusor. Devido à sua alta rotação, o ar, ao ser aspirado, é impulsionado ao longo do rotor. A velocidade do fluido é então convertida em pressão no mesmo rotor. O difusor, na saída do compressor, tem a função de converter a outra parte de energia cinética em pressão.



Figura 3 - Compressor

Fonte: GARDNER DENVER.

2.2.1.2 Câmara de combustão

A câmara de combustão, ilustrada na Figura 4, possui a função de queimar o combustível fornecido pelo bico injetor, sendo necessária uma grande quantidade de ar oriunda do compressor. É também na câmara de combustão que ocorre a liberação de calor para o ar que se expande e é acelerado na direção das paletas da turbina (MALDONADO, 2005, p.37).

O combustível para alimentação da câmara de combustão pode ser de vários tipos, líquido ou gasoso, podendo ser utilizados diferentes sistemas de injeção. A pressão é mantida aproximadamente constante, devido à elevação da temperatura do gás proveniente da combustão, sendo o fator limitante da temperatura o material utilizado nas pás da turbina. Na câmara, a combustão deve ser estável e eficiente no decorrer de toda a operação (MALDONADO, 2005, p.37).

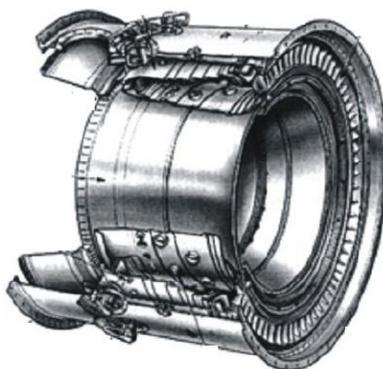


Figura 4 - Câmara de combustão

Fonte: MALDONADO (2005, p.36).

2.2.1.3 Gerador

Para Dias et al. (2005, p.2), as máquinas elétricas rotativas trifásicas podem funcionar tanto como motor, onde a potência elétrica é convertida em mecânica, quanto como gerador, operando de maneira contrária ao motor. Estas máquinas são constituídas principalmente por um estator e um rotor, sendo este a principal diferença entre os tipos existentes.

Em uma máquina síncrona de ímã permanente, o rotor é formado por ímã permanente de alto produto energético, não sendo necessária uma fonte de tensão contínua e nem escovas. Por esta razão, requerem baixa manutenção. Além disto, apresentam bom rendimento e uma melhor relação entre torque e volume (DIAS, 2005).

Na microturbina, o gerador está acoplado ao eixo da turbina, sendo, na maioria dos casos, síncrono com dois ou quatro pólos lisos, podendo atingir velocidade de 120.000 rpm (MALDONADO, 2005, p.37). Na Figura 5, é apresentada a estrutura de um gerador de ímã permanente.



Figura 5 - Gerador de ímã permanente

FONTE: (MALDONADO, 2005, p.37).

2.2.1.4 Recuperador

O recuperador (Figura 6) é responsável pelo aproveitamento da energia térmica dos gases expelidos pela turbina e, ainda, pelo aquecimento do ar a ser injetado na câmara de combustão. Com o uso de um recuperador, a eficiência térmica do sistema aumenta, em decorrência da diminuição do montante de combustível necessário no processo de geração (MALDONADO, 2005, p.40).

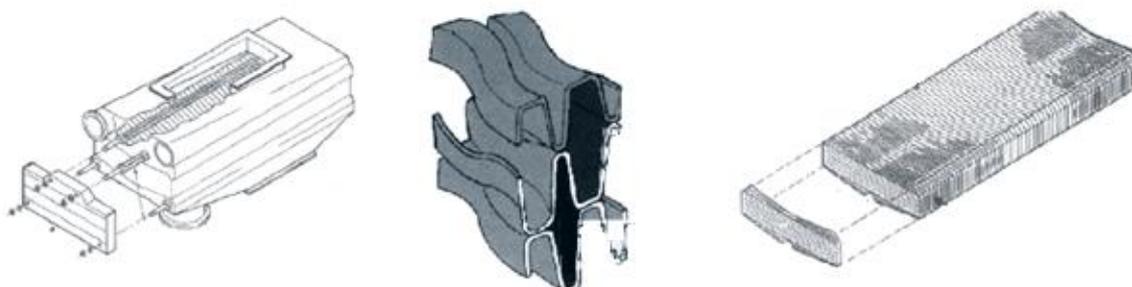


Figura 6 - Recuperador
Fonte: COSTA (2010, p.33).

2.2.1.5 Turbina

A função da turbina é a de fornecer potência para acionar o compressor e o gerador elétrico que estão acoplados no mesmo eixo. Isto ocorre quando os gases quentes provenientes da câmara de combustão são expandidos em sua seção para menores valores de temperatura e pressão. A temperatura de entrada para um escoamento contínuo da turbina pode variar entre 1123 e 1973 K (MALDONADO, 2005, p.39; GUDA et al., 2005, p.269). Pode-se visualizar este componente na Figura 7.

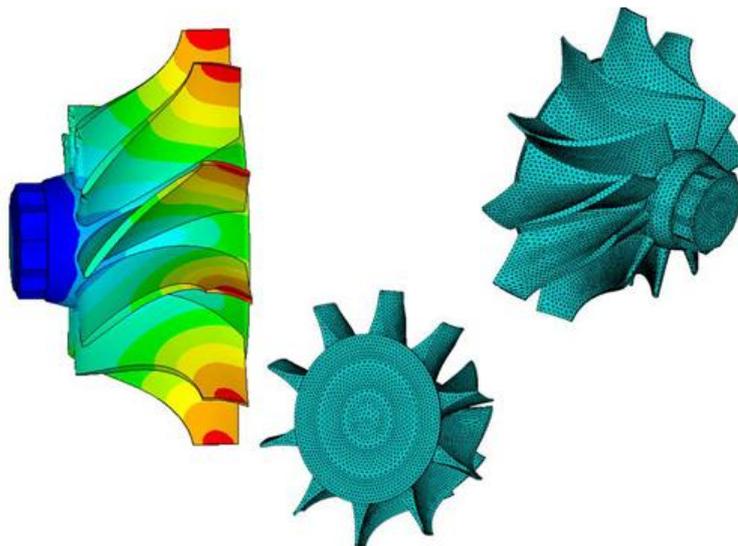


Figura 7 - Turbina

Fonte: BRAYTON ENERGY.

2.2.1.6 Interface de eletrônica de potência

Na Figura 8 é mostrada uma configuração possível para uma microturbina, onde está representado um turbogerador, composto pela turbina e pelo motor/gerador. Em sua saída, o motor/gerador possui um conversor CA/CC, um barramento de tensão contínua, um conversor CC/CC (entre o barramento CC e um dispositivo de armazenamento de energia) e um conversor CC/CA ou CC/CC (entre o barramento CC e a rede e/ou carga) (CAPSTONE, 2003).

Em condições normais de funcionamento, o gerador fornece tensão alternada, que é transformada em contínua por um conversor IGBT de seis pulsos, sendo que a tensão contínua gerada é fornecida para o barramento CC. Este deve apresentar uma tensão constante e, para isto, um conversor CC/CC de dois IGBT I_{he} é acoplado para intermediar a ação de uma fonte alternativa de energia. Para que a conexão com a rede ou com a carga seja possível, faz-se necessária a utilização de um conversor CC/CA (ou CC/CC se a carga necessitar esta configuração) (CAPSTONE, 2003).

Todos os conversores mencionados anteriormente são bidirecionais, permitindo, assim, a partida do motor/gerador com energia vinda tanto da rede quanto da fonte de armazenamento de energia (CAPSTONE, 2003, p.9).

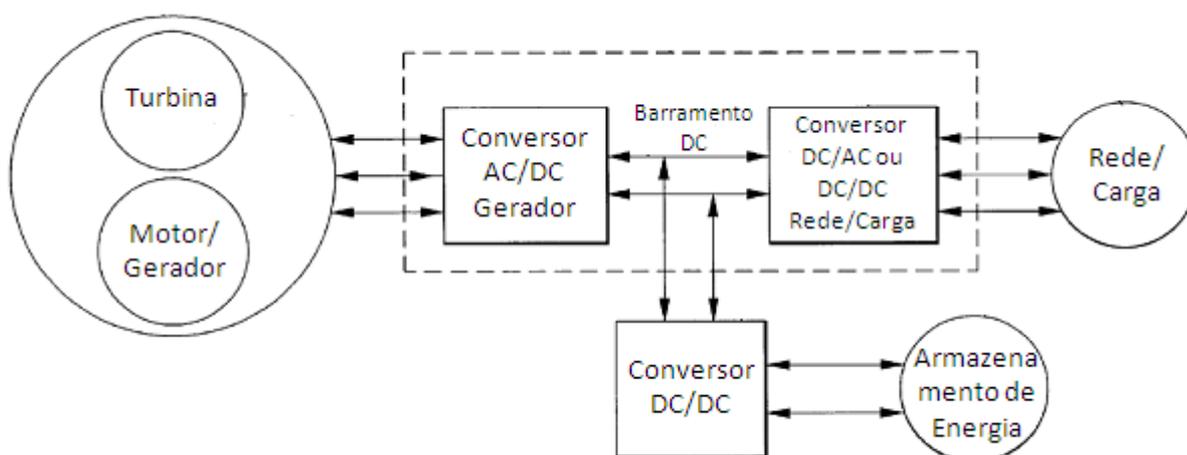


Figura 8 - Configuração de uma microturbina

Fonte: CAPSTONE (2003, p.10).

2.2.2 Funcionamento

A microturbina pode possuir um único eixo, com alta velocidade de rotação, sendo o compressor e a turbina montados no mesmo eixo que o gerador síncrono de ímã permanente. Outra configuração é a de eixos separados, com rotação de 3.600 rpm, havendo uma transmissão responsável pela conexão a um gerador convencional, normalmente de indução (COSTA, 2010, p.29). Na Figura 9, é possível analisar o eixo único de uma microturbina Capstone de 30 kW.

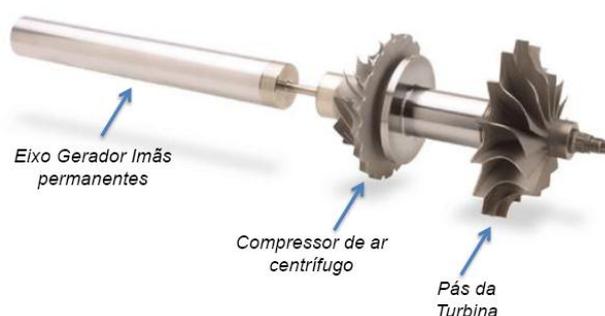


Figura 9 - Eixo simples

Fonte: BONA (2005, p.5).

Uma microturbina considera em seu princípio de funcionamento o fato de que parte da energia gerada pela turbina tem a finalidade de mover o compressor, uma vez que ambos estão conectados ao mesmo eixo girante (BONA; RUPPERT FILHO, 2005, p.4). Tanto microturbinas quanto turbinas a gás, operam segundo o ciclo termodinâmico conhecido como ciclo de Brayton. Neste, o ar que entra é comprimido, sendo então pressionado para dentro da câmara de combustão, onde se mistura ao combustível. Esta mistura alimenta um processo de combustão contínua. O gás quente e pressurizado proveniente do combustor se expande na turbina, transformando a energia térmica em mecânica. Estando o gerador e o compressor acoplados ao mesmo eixo que a turbina, esta rotação mecânica permite a geração de energia com tensão em alta frequência, podendo exceder 100.000 rpm (GUDA et al., 2005, p.269; BONA; RUPPERT FILHO, 2005, p.4). Na Figura 10, o funcionamento descrito pode ser visualizado.

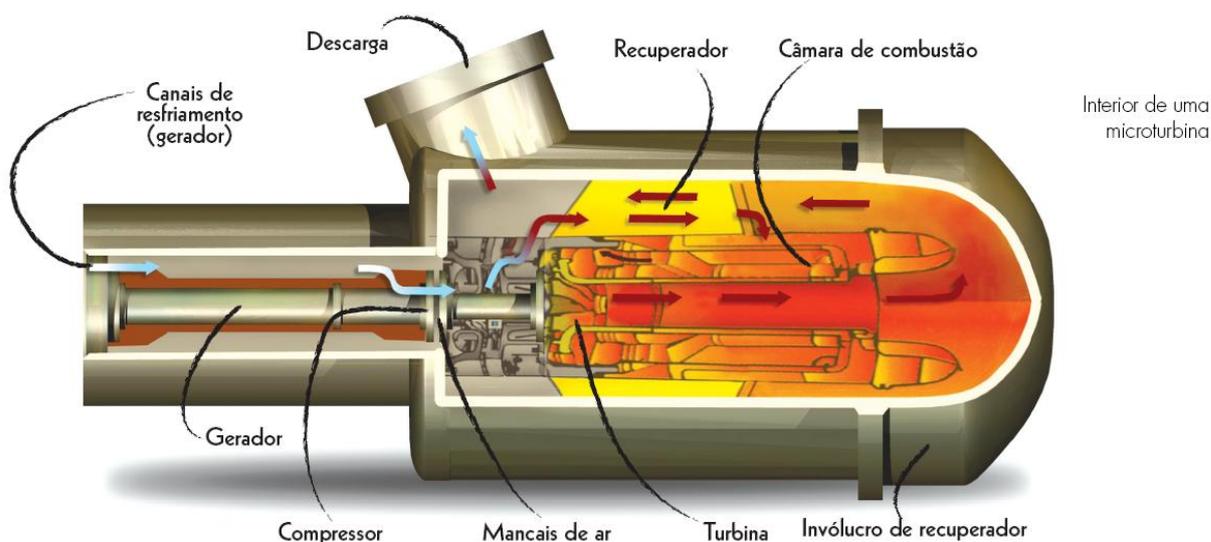


Figura 10 - Representação do funcionamento de uma microturbina

Fonte: SUPER ABRIL.

2.2.3 Combustíveis Utilizados

Todas as microturbinas utilizam a mesma fonte de energia, ou seja, gás com alta pressão, que pode ser proveniente de combustíveis líquidos ou gasosos, para ser misturado com o ar e entrar em combustão. Esta mistura possui as mesmas propriedades físicas, independente do tamanho da turbina a gás. Portanto, as pontas das lâminas da turbina devem se mover a uma velocidade apropriada para capturar a energia deste gás expandido. Isto significa que grandes turbinas, com pás de 2,5 m, giram a 1.800 ou 3.600 rpm, enquanto pequenas turbinas, com pás de 0,15 m de diâmetro, possuem velocidade de rotação mais alta, acima de 100.000 rpm (FARRET; SIMÕES, 2006, p.219).

Combustíveis líquidos requerem a utilização de bombas, controle de fluxo, bocais e sistemas de mistura. Muitas turbinas a gás estão disponíveis para os combustíveis gasosos e líquidos, sendo várias delas equipadas com os dois combustíveis, podendo mudar de um para o outro sem ou com pequenas interrupções (FARRET; SIMÕES, 2006, p.219).

Turbinas a gás estão entre os equipamentos de geração de energia a partir de combustíveis fósseis mais limpos disponíveis no mercado. Os poluentes primários de uma turbina a gás são os óxidos de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono (CO) e componentes orgânicos voláteis (VOCs). Outros poluentes, como o óxido de enxofre (SO_x) e partículas de matéria, dependem do combustível utilizado. Emissões de componentes com enxofre, principalmente SO_2 , refletem a quantidade de combustível existente. Turbinas a gás operando com gás natural ou óleos destilados, que foram dessulfurizados nas refinarias, emitem quantidades insignificantes de SO_x . Em geral, emissão de SO_x é significativa apenas se óleos pesados são utilizados na turbina, sendo esta emissão uma questão muito significativa quando se trata da tecnologia em questão. Partículas de matéria são um poluente significativo quando se utiliza combustíveis líquidos na turbina a gás. Cinzas e aditivos metálicos no combustível podem contribuir para que sejam expelidas partículas de matéria (FARRET; SIMÕES, 2006, p.219).

2.2.4 Tipos de Conexão

Há três configurações diferentes para o funcionamento de uma microturbina, sendo elas: desconectada da rede (*stand alone*), conectada à rede (*grid connect*) e modo dual (*dual mode*) (CAPSTONE, 2004b, p.1).

A energia necessária para o primeiro movimento do motor/gerador funcionando como motor pode ser proveniente da rede ou de uma fonte de armazenagem de energia acoplada ao barramento CC. A utilização de uma ou outra fonte depende de como o sistema foi configurado para funcionar, ou seja, conectado ou não à rede (CAPSTONE, 2004b).

2.2.4.1 Desconectada da rede (*stand alone mode*)

A microturbina é utilizada em modo desconectado da rede em locais onde a energia elétrica não está disponível. Neste modo de operação, a frequência e a tensão possuem como referência a carga, uma vez que apresentam o comportamento de uma fonte de tensão (CAPSTONE, 2004b, p.1).

Quando uma microturbina é configurada para funcionar no modo desconectado da rede, a tensão no seu barramento CC deve apresentar valor constante, sendo necessário controlar o chaveamento dos conversores existentes no sistema (CAPSTONE, 2003).

No instante da partida, para que o motor possa iniciar o movimento rotacional, utiliza-se uma fonte de armazenamento de energia. Esta fonte pode ser composta por um ou mais capacitores, eletromecânicos ou híbridos, combinação entre volantes, bateria ou qualquer outro dispositivo de armazenamento de energia, sendo que, para suportar a partida, sua tensão deve ser superior a 200 Vcc (CAPSTONE, 2003).

Após ter sido acionado, o dispositivo de armazenamento tem seu contator fechado e, por meio de um conversor CC/CC, aplica uma tensão de 760 Vcc no barramento CC. Sendo o conversor CA/CC bidirecional, com a atuação do controlador no seu chaveamento, tensão e corrente são aplicadas ao motor, que

passa a fornecer torque e, como está acoplado ao mesmo eixo que a turbina e o compressor, esses também se movimentam (CAPSTONE, 2003).

O dispositivo de armazenamento de energia é utilizado como fonte de energia até que a turbina passe a ter rotação suficiente para comprimir o ar a uma pressão capaz de gerar uma combustão constante (aproximadamente 25.000 rpm). Iniciada a combustão, o motor acelera em rampa até atingir uma velocidade em que a energia produzida é suficiente para manter a microturbina funcionando (aproximadamente 45.000 rpm). Ao atingir esta velocidade, o conversor da fonte aumenta sua tensão de saída e, conseqüentemente, o motor passa a funcionar como gerador, fornecendo tensão para o barramento CC (CAPSTONE, 2003).

Quando a microturbina passa a funcionar normalmente, o dispositivo de armazenamento passa a ser carregado até aproximadamente 60% de sua capacidade máxima (CAPSTONE, 2003).

No instante em que a carga é inserida, para que a tensão do barramento seja constante, ou varie o mínimo possível, o dispositivo de armazenamento de energia passa a fornecer energia para o barramento CC e, simultaneamente, mais combustível é injetado na câmara de combustão a fim de aumentar a velocidade e, conseqüentemente, a energia fornecida pelo sistema, porém com uma dinâmica mais lenta. Quando a microturbina consegue gerar energia suficiente para suprir a carga, o dispositivo de armazenamento é então recarregado (CAPSTONE, 2003).

Para a situação em que a carga é retirada da microturbina, até que o fluxo de combustível e a energia produzida diminuam, para manter a tensão no barramento CC constante, o excedente de energia é encaminhado para o dispositivo de armazenamento. Isto justifica o fato de que, quando ocorre o seu carregamento, este não é feito até 100% de sua capacidade (CAPSTONE, 2003).

2.2.4.2 Conectada à rede (*grid connect mode*)

Operando em paralelo à rede de distribuição de energia, a microturbina pode melhorar a eficiência da mesma em períodos de pico de carga. Em casos de interrupção da rede, o sistema pode ligar automaticamente para suprir as cargas conectadas até que a rede de distribuição retorne ao seu funcionamento normal (CAPSTONE, 2004a, p.1).

No modo *grid connect*, a microturbina atua como uma fonte de corrente sincronizada com a rede, tendo como referência a tensão e a frequência da rede (CAPSTONE, 2004a, p.1).

A energia inicial necessária para a partida nessa situação é proveniente da rede de distribuição ao qual a microturbina é conectada. Inicialmente, tensão é aplicada no barramento CC e, quando todos os dispositivos e *drivers* estão acionados e prontos para a partida, o gerador/motor de ímã permanente passa a funcionar como motor e, conseqüentemente, tem-se rotação no eixo. No momento em que o eixo adquire rotação suficiente para comprimir o ar à pressão ideal, inicia-se o processo de combustão (para a microturbina Capstone, isto ocorre a uma velocidade de 25.000 rpm). Após o início da combustão, a MT passa ao estado de aceleração em rampa do motor até que se atinja a velocidade de rotação na qual se inicia a operação como gerador (cerca de 45.000 rpm para a MT Capstone) e potência de saída de 0 kW (CAPSTONE, 2004a).

Nesse modo de operação, a bateria só é utilizada na ocorrência de inserção ou exclusão de carga, uma vez que, para todo o processo de partida, a fonte de energia é a rede de distribuição (CAPSTONE, 2003).

2.2.4.3 Modo dual (*dual mode*)

No modo dual, a microturbina atua conectada ou desconectada da rede, sendo esta mudança feita automaticamente quando uma falha na rede elétrica de distribuição à qual está conectada é detectada. Sua utilização maximiza a energia fornecida pela microturbina (CAPSTONE, 2004b, p.1).

3 MODELAGEM DO SISTEMA

Frente à complexidade de processos estudados, é de grande importância o conhecimento de modelos que auxiliam na análise, no projeto e no entendimento do funcionamento dos sistemas de controle sob investigação. Segundo Coelho e Coelho (2004, p.9), um sistema pode ser definido, no contexto de controle de processos, como um objeto ou uma coleção de objetos que realiza determinado objetivo e cujas propriedades se pretende estudar. Segundo Ogata (1993, p.2), um sistema é uma combinação de componentes que atuam conjuntamente e realizam determinado objetivo, não estando limitado a algo físico.

Entende-se por modelagem e identificação a determinação do modelo matemático de um sistema, sendo representados seus aspectos essenciais de forma adequada para determinada aplicação (diagnóstico, supervisão, otimização e controle) (COELHO; COELHO, 2004, p.10).

Para analisar um sistema dinâmico, primeiramente deve-se obter o modelo matemático que representa sua dinâmica, sendo esta etapa a de maior importância para a análise. Um modelo matemático não é único para um sistema, podendo ser representado de diversas formas distintas, conforme a perspectiva considerada. Para fins de controle de processos, não se pretende obter um modelo matemático exato, mas aquele que melhor se adequa à determinada aplicação (COELHO; COELHO, 2004; OGATA, 1993).

O modelo de um sistema consiste em um conjunto de equações matemáticas utilizado para responder a questões sobre o comportamento do sistema sob determinadas condições operacionais, sem a necessidade de realização de experimentações. A modelagem de um sistema é vantajosa por tornar possível sua simulação por meio de seu modelo, constituindo um procedimento de baixo custo e seguro para experimentar o sistema. No entanto, a validade dos resultados obtidos da simulação depende da qualidade do modelo desenvolvido (COELHO; COELHO, 2004, p.11).

A metodologia para o desenvolvimento de modelos matemáticos, em geral, envolve:

- análise físico-matemática: baseia-se na identificação das leis da física que caracterizam o sistema;
- análise experimental: baseia-se nas medidas ou observações do sistema (OGATA, 1993, p.10).

As equações matemáticas que representam o sistema relacionam as entradas e saídas do mesmo, sendo estas em função do tempo contínuo ou discreto (OGATA, 2004, p.50). Para um sistema contínuo, a representação matemática se dá por um conjunto de equações diferenciais, e para um sistema discreto, esta representação provém de um conjunto de equações a diferenças (TROFINO, 2002, p.18). Frequentemente, no desenvolvimento de modelos reais, os sistemas são complexos e nem todas as interações existentes são conhecidas, o que torna necessário a introdução de hipóteses que estejam relacionadas com a sua operação. Logo, após considerar o sistema físico, são elaboradas algumas hipóteses e o sistema é então linearizado, pois assim, por meio das leis físicas que descrevem este sistema linear é possível encontrar um conjunto de equações diferenciais lineares, onde com a aplicação de ferramentas matemáticas (como a transformada de Laplace) é encontrada uma solução que descreva a operação do sistema (DORF, 2001, p.26).

É possível melhorar a precisão de um modelo matemático por meio do aumento de sua complexidade. Na prática, em geral, busca-se obter um modelo razoavelmente simplificado adequado ao problema sob consideração, com o qual seja possível obter resultados satisfatórios, sem necessidade de precisão extrema. A abordagem geralmente utilizada na solução de problemas consiste em inicialmente construir um modelo simplificado para conhecer de forma básica e geral o comportamento do sistema. Posteriormente, avança-se para a elaboração de um modelo matemático mais completo, para que seja possível uma análise mais detalhada e resultados mais precisos (OGATA, 1993, p.73).

3.1 PREMISSAS DO MODELO DA MICROTURBINA CAPSTONE C30

Para a tecnologia de geração distribuída considerada no desenvolvimento deste trabalho (microturbina Capstone C30), serão desenvolvidos dois modelos, sendo eles:

- modelo caixa preta ou *black-box*: desenvolvido por meio de funções de transferência que modelam o comportamento da microturbina, no que se refere à dinâmica da tensão e da corrente fornecidas pela microturbina quando submetida a variações de carga;
- modelo eletromecânico: corresponde a um modelo mais complexo que o *black-box*, em que são considerados os comportamentos elétrico e mecânico da microturbina, quando ocorrem variações na carga a ser suprida pela mesma. Para a obtenção deste modelo, são necessários dados a respeito da dinâmica de grandezas elétricas e físicas próprias da microturbina.

3.2 OBTENÇÃO DOS DADOS

Os dados foram obtidos a partir de ensaios realizados na planta de geração de propriedade da CPFL, instalada no Laboratório LH2 da Unicamp, em Campinas. O laboratório consiste em um *site* composto por três diferentes tipos de fontes de GD – uma microturbina, uma célula a combustível e painéis fotovoltaicos – que podem produzir energia elétrica e serem conectadas em diversas configurações, e, ainda, podem ser conectadas à rede de distribuição de baixa tensão. A instalação possui ainda um conjunto de cargas elétricas que permitem a verificação da operação das fontes de GD sob diferentes condições (TREVISAN, 2011, p.59).

A Figura 11 apresenta o diagrama de conexão das fontes de GD instaladas no laboratório com a rede elétrica.

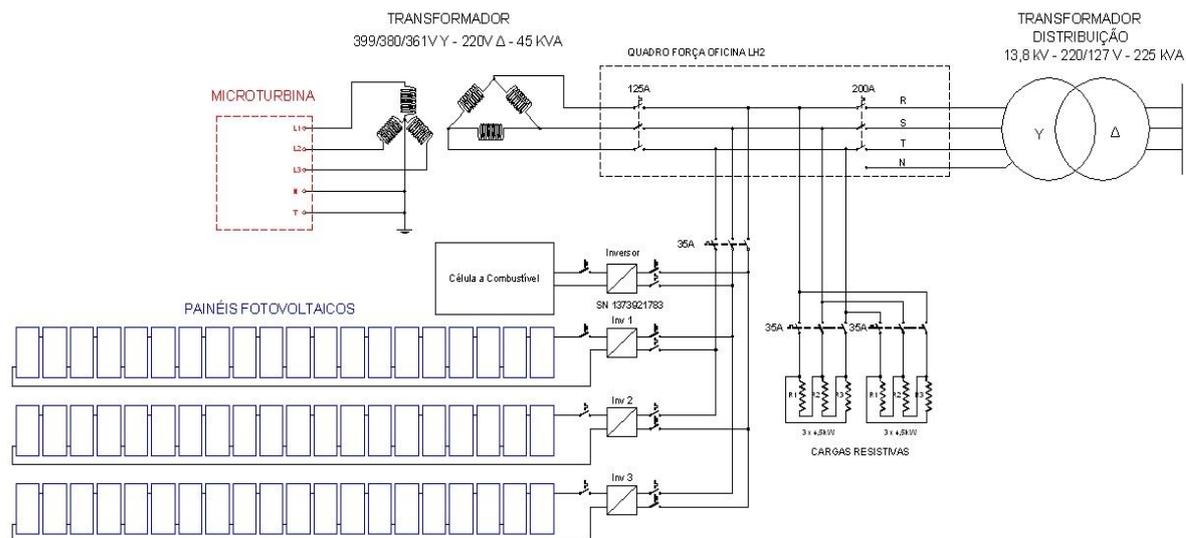


Figura 11 - Diagrama de conexão das fontes de GD instaladas no laboratório LH2

Fonte: CAMARGO et al. (20--, p.2).

3.2.1 Componentes do Laboratório

3.2.1.1 Microturbina a gás natural

A MT instalada no laboratório LH2 e objeto de estudo deste trabalho, mostrada na Figura 12, possui as seguintes especificações técnicas:

- fabricante: Capstone (Chatsworth, EUA);
- modelo: C30;
- potência nominal: 30 kW;
- tensão de operação: entre 360 V e 480 V;
- frequência de operação: entre 10 Hz e 60 Hz;
- corrente: 46 A por fase.



Figura 12 - Microturbina Capstone C30 instalada no *site* de estudos de GD

Fonte: TREVISAN (2011, p.60).

No campus da Unicamp, onde o laboratório está localizado, não existe uma rede de distribuição de gás natural, tendo sido instalado, portanto, um sistema de armazenamento de gás para o suprimento de combustível da MT. A Figura 13 mostra os cilindros construídos para o armazenamento do gás natural, instalados na parte externa do prédio.



Figura 13 - Cilindros para armazenamento de gás natural para a MT

Fonte: TREVISAN (2011, p.62).

3.2.1.2 Cargas elétricas

Também é encontrado no laboratório um banco resistivo trifásico de 35 kW de potência total, constituído por cinco conjuntos de resistências trifásicos de 5 kW cada, e mais seis conjuntos monofásicos de 5/3 kW cada (TREVISAN, 2011, p.67). A Figura 14 apresenta o diagrama unifilar deste banco resistivo.

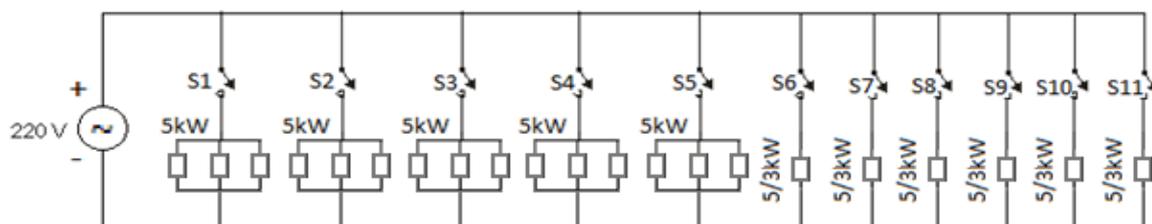


Figura 14 - Diagrama unifilar do banco resistivo

Fonte: TREVISAN (2011, p.67).

Para permitir a variação de carga resistiva durante os ensaios na planta de GD, foram instalados cinco disjuntores trifásicos e seis disjuntores monofásicos, que correspondem às chaves S1 a S11 indicadas na Figura 14. O banco resistivo trifásico pode ser visualizado na Figura 15.

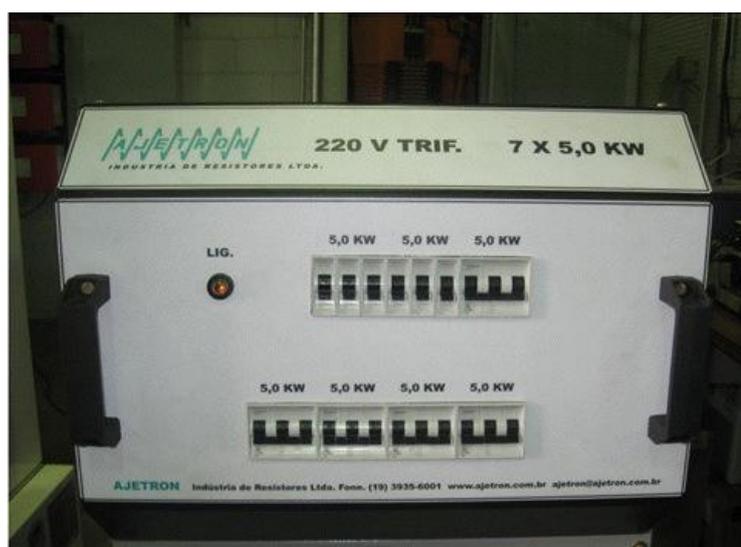


Figura 15 - Banco resistivo trifásico de 35 kW instalado no site de GD

Fonte: TREVISAN (2011, p.67).

3.2.2 Procedimentos de Ensaio

Foram realizados ensaios na microturbina visando à obtenção de oscilografias que caracterizassem sua dinâmica frente a diversas configurações de carga resistiva.

O procedimento de ensaio seguiu as etapas descritas a seguir:

- a microturbina foi conectada diretamente a uma carga trifásica, que permitiu variações de carga de 0 a 20 kW;
- com o oscilógrafo pronto para registro, foram realizados incrementos ou decrementos de carga em degraus de 5, 10, 15 e 20 kW, dentro do intervalo de 0 a 20 kW. Simultaneamente, registraram-se os sinais de tensão e de corrente nas três fases (A, B e C) na entrada da carga trifásica;
- antes da aplicação de um novo degrau de carga, garantiu-se o assentamento da resposta do sistema em um valor aproximadamente constante;
- os registros foram salvos em formato digital para posterior análise.

Na Figura 16, é apresentada a configuração dos componentes utilizados na aquisição dos dados de ensaio na MT. Podem ser visualizados o oscilógrafo Yokogawa 10 ks/s e a MT Capstone C30, além do computador utilizado para o registro dos dados gerados.



Figura 16 - Configuração dos componentes do ensaio na MT Capstone C30

Fonte: Própria.

4 MODELO *BLACK-BOX*

O desenvolvimento do modelo *black-box* consiste na obtenção de uma ou mais funções de transferência que representam o comportamento do sistema quando variações lhe são impostas.

4.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1.1 Funções de Transferência

Funções de transferência são frequentemente utilizadas na caracterização das relações de entrada e saída de componentes ou sistemas que podem ser representados por equações diferenciais lineares invariantes no tempo. Essas funções são representadas no domínio da frequência e podem ser definidas como a relação entre a transformada de Laplace do sinal de saída, ou seja, função resposta, e a transformada do sinal de entrada, ou função de excitação, sob a hipótese de que todas as condições iniciais são nulas (OGATA, 1993, p.32).

Matematicamente, a função de transferência pode ser definida como se segue. Considera-se um sistema linear invariante no tempo definido pela equação diferencial apresentada em (1), onde $y(t)$ é a saída do sistema e $u(t)$ a entrada, sendo $n \geq m$.

$$a_n \frac{d^n y(t)}{dt^n} + a_{n-1} \frac{d^{n-1} y(t)}{dt^{n-1}} + \dots + a_0 y(t) = b_m \frac{d^m u(t)}{dt^m} + b_{m-1} \frac{d^{m-1} u(t)}{dt^{m-1}} + \dots + b_0 u(t) \quad (1)$$

A função de transferência deste sistema, $G(s)$, pode ser obtida tomando-se as transformadas de Laplace de ambos os membros da equação (1), considerando-se todas as condições iniciais nulas, conforme apresentado nas equações (2) e (3) (OGATA, 1993, p.33).

$$a_n s^n Y(s) + a_{n-1} s^{n-1} Y(s) + \dots + a_0 Y(s) = b_m s^m U(s) + b_{m-1} s^{m-1} U(s) + \dots + b_0 U(s) \quad (2)$$

$$G(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{b_m s^m + b_{m-1} s^{m-1} + \dots + b_0}{a_n s^n + a_{n-1} s^{n-1} + \dots + a_0} \quad (3)$$

4.1.2 Sistemas de Segunda Ordem

A função de transferência de malha fechada característica de um sistema de segunda ordem está apresentada na equação (4).

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{K \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta \omega_n s + \omega_n^2} \quad (4)$$

onde K é o ganho estático, ω_n é a frequência natural de oscilação e ζ é o coeficiente de amortecimento do sistema. A partir da equação (4), observa-se que o comportamento dinâmico de um sistema de segunda ordem pode ser descrito em termos dos parâmetros ζ e ω_n (OGATA, 1993, p.208).

Os pólos de malha fechada do sistema podem ser obtidos a partir da equação (5).

$$s_{1,2} = -\zeta \omega_n \pm \omega_n \sqrt{\zeta^2 - 1} \quad (5)$$

Analisando-se a equação (5), tem-se que se $0 \leq \zeta < 1$, estes pólos são complexos conjugados e se situam no semiplano esquerdo do plano s , sendo o sistema dito subamortecido e a resposta transitória oscilatória. Se $\zeta = 1$, o sistema é classificado como criticamente amortecido, apresentando pólos reais e iguais. Para $\zeta > 1$, o sistema é dito sobreamortecido, possuindo pólos reais e diferentes. Estes dois últimos sistemas apresentam resposta transitória não oscilatória. Se $\zeta = 0$, tem-se um sistema cuja resposta natural é oscilatória com comportamento senoidal (OGATA, 1993, p.208; NISE, 2002).

4.1.2.1 Características de desempenho de sistemas de segunda ordem

Na prática, as características de desempenho desejadas de sistemas de controle são especificadas em termos de grandezas no domínio do tempo. Estas medidas de desempenho são definidas usualmente em termos da resposta transitória do sistema a uma entrada em degrau unitário, por se tratar de um sinal facilmente gerado (OGATA, 1993; DORF; BISHOP, 2001).

A resposta transitória para uma excitação em degrau unitário depende das condições iniciais nas quais o sistema se encontra. Por conveniência, é comum adotar-se a condição inicial padrão de que o sistema está inicialmente em repouso com a saída de todas as suas derivadas nulas, de forma que características de respostas transitórias de diversos sistemas podem ser facilmente comparadas (OGATA, 1993, p.211).

Em casos práticos, a resposta transitória de um sistema de controle, em geral, apresenta oscilações amortecidas antes de atingir o regime permanente. Na especificação das características de resposta transitória destes sistemas, quando sujeitos a uma entrada em degrau unitário, comumente especificam-se os parâmetros: tempo de subida (t_r) e tempo de pico (t_p), que medem a rapidez da resposta, tempo de acomodação (t_s) e o máximo valor de ultrapassagem (M_p) ou potencial de *overshoot*, que medem a semelhança de forma entre a resposta real e a entrada em degrau (OGATA, 1993; DORF; BISHOP, 2011).

O tempo de subida (t_r) é definido como o tempo necessário para que a resposta passe de 10 a 90% do seu valor final, no caso de sistemas subamortecidos (OGATA, 1993, p.212). O tempo de pico (t_p) é o tempo necessário para que a resposta atinja seu valor máximo, podendo ser obtido a partir dos parâmetros ζ e ω_n , segundo a equação (6).

$$t_p = \frac{\pi}{\omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}} \quad (6)$$

O tempo de acomodação (t_s), ou de assentamento, é definido como o tempo requerido para a curva de resposta atingir e permanecer dentro de uma faixa percentual em torno do valor final. Para sistemas de segunda ordem com constante

de amortecimento em malha fechada $\zeta\omega_n$, busca-se determinar o tempo t_s para o qual os valores da resposta permanecem no interior de uma faixa de 2% em torno do valor final da resposta (OGATA, 1993; DORF; BISHOP, 2001). Isto ocorre, aproximadamente, quando:

$$t_s \cong \frac{4}{\zeta\omega_n} \quad (7)$$

O máximo valor de ultrapassagem (M_p) é medido em percentual, dado pela equação (8) ou (9).

$$M_p = 100e^{\frac{-\zeta\pi}{\sqrt{1-\zeta^2}}} \quad (8)$$

$$M_p = \frac{y(t_p) - y(\infty)}{y(\infty)} \times 100 \quad (9)$$

Na equação (9), $y(t_p)$ é o valor de pico da resposta temporal e $y(\infty)$ é o valor final da resposta. As medidas de desempenho citadas podem ser observadas na Figura 17.

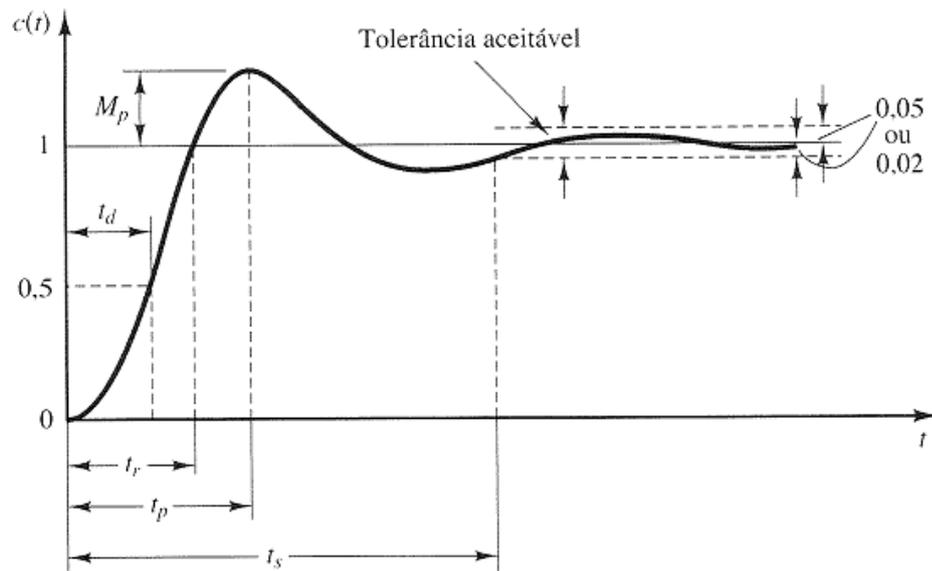


Figura 17 - Resposta de um sistema de controle a uma entrada degrau, destacando-se alguns critérios de desempenho

Fonte: OGATA (2004, p.126)

4.1.3 Efeito do Zero em Sistemas de 2ª Ordem

Considerando um sistema descrito por uma equação diferencial de segunda ordem, representado por uma função de transferência como a apresentada na equação (10).

$$G(s) = \frac{b_2 s^2 + b_1 s + b_0}{a_2 s^2 + a_1 s + a_0} = \frac{b_2}{a_2} + \frac{1}{b_2} \underbrace{\frac{(b_1 a_2 - b_2 a_1)s + (b_0 a_2 - b_2 a_0)}{a_2 s^2 + a_1 s + a_0}}_{G'(s)} \quad (10)$$

Sendo $G(s) = Y(s)/U(s)$, tem-se:

$$Y(s) = \frac{b_2}{a_2} U(s) + G'(s) U(s) \quad (11)$$

Analisando-se o primeiro termo da equação (11), o mesmo indica que, se $b_2 \neq 0$, o sinal de entrada aparece diretamente na saída. Neste caso, diz-se que o sistema apresenta transferência direta. Para um sistema com entrada degrau unitário, o valor da saída $y(t)$ no instante $t \rightarrow 0$ corresponderá ao fator $\frac{b_2}{a_2}$ (RICO, 2006).

Podemos verificar o efeito da inserção de zeros na resposta de sistemas de segunda ordem a partir da Figura 18, que apresenta a saída de dois sistemas para entrada degrau unitário. O primeiro sistema não possui zeros, sendo representado pela função de transferência $G(s)$, descrita na equação (12). No segundo, observa-se a presença de dois zeros, representado pela função de transferência $G_1(s)$, apresentada na equação (13).

$$G(s) = \frac{1}{s^2 + s + 1} \quad (12)$$

$$G_1(s) = \frac{0,8s^2 + 0,9s + 1}{s^2 + s + 1} \quad (13)$$

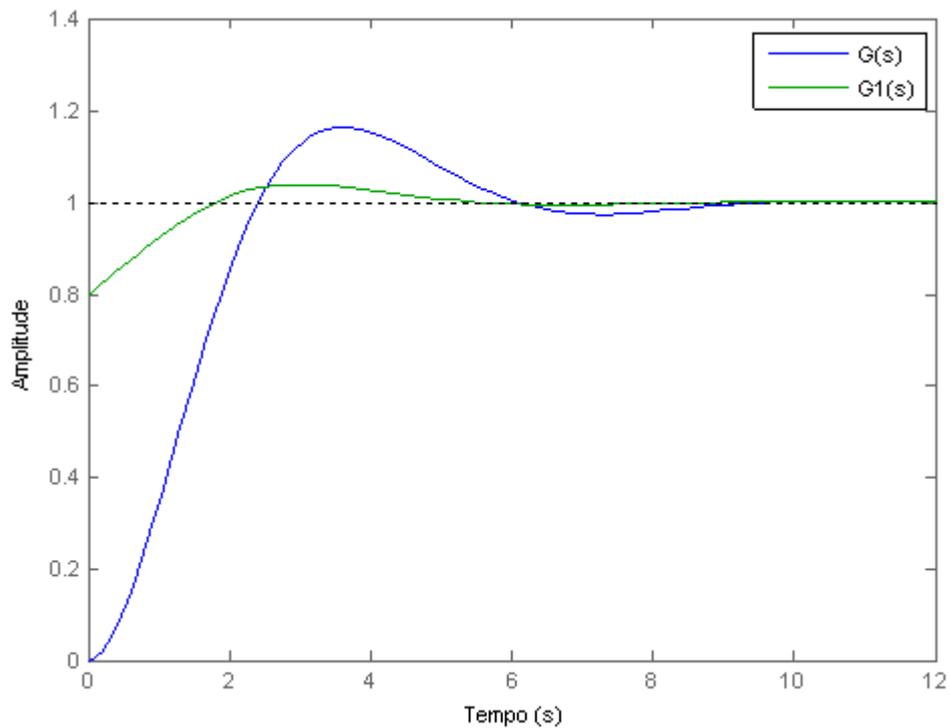


Figura 18 – Efeito de zeros na resposta de sistemas de segunda ordem à entrada degrau unitário

Fonte: Própria.

4.1.4 Controle de Sistemas em Malha Fechada

Nos itens a seguir, é apresentada a teoria que fundamentou o desenvolvimento do sistema de controle em malha fechada utilizado no modelo *black-box* da microturbina para seguimento de tensão.

4.1.4.1 Objetivos de controle

Os objetivos ou especificações de controle consistem em um conjunto de características de comportamento que se deseja atingir no sistema a ser controlado. Em geral, tais objetivos podem ser divididos em especificações de regime transitório e especificações de regime permanente (RICO, 2006, p.3).

As especificações de regime transitório estabelecem as máximas diferenças aceitáveis entre a saída e um padrão de resposta, para um determinado tipo de entrada. Os padrões de resposta são, geralmente, definidos a partir de parâmetros como picos máximos a serem atingidos, valor de ultrapassagem (*overshoot*), tempo para atingir determinado percentual do valor final (tempo de acomodação), tempo de subida, entre outros (RICO, 2006, p.3).

Já as especificações de regime permanente envolvem o estabelecimento de condições de rejeição ou seguimento de sinais que atuam sobre o sistema e que devem ser mantidas quando o sistema encontra-se no ponto de operação (RICO, 2006, p.3).

4.1.4.2 Especificações em regime permanente

Grande parte dos processos de geração de energia opera em regime permanente durante a maior parte do tempo, ou seja, um ponto de operação é fixado para o sistema em que se trabalha por um longo período. Por esta razão, é de grande importância o estudo de técnicas de controle que permitam garantir as características de funcionamento desejadas (RICO, 2006, p.81).

Considera-se um sistema, representado pela FT $H(s)$. Em geral, $H(s)$ representa apenas a relação existente entre a entrada de controle, $u(t)$, e a saída a ser controlada, $y(t)$, no domínio da frequência. No entanto, sabe-se que, em grande parte dos casos, os sistemas são submetidos à ação de outras entradas que não são controladas pelo operador, denominadas perturbações (RICO, 2006, p.81). Perturbações podem ser mensuráveis ou não, dependendo do tipo de processo analisado (RICO, 2006, p.82).

Na Figura 19 está apresentado o diagrama de blocos de um sistema de controle típico em malha fechada. Neste sistema, y_r representa a referência, u é o sinal de controle, q é a perturbação e e é o sinal de erro de seguimento entre a referência e a saída.

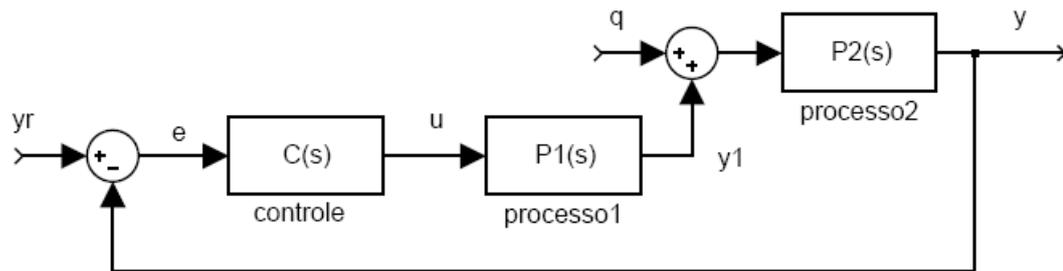


Figura 19 - Diagrama de blocos de um sistema de controle por realimentação na configuração cascata

Fonte: RICO (2006, p.87).

O problema a ser solucionado neste tipo de sistema de controle se resume a projetar um controlador a fim de obter uma saída do sistema em regime permanente igual à referência, mesmo com a ocorrência de perturbação (RICO, 2006, p.82). Na Figura 19, este controlador está representado pelo bloco $C(s)$.

Em se tratando de um sistema linear, pode ser aplicado o princípio da superposição. Assim, a abordagem do problema divide-se em duas partes:

1. Problema de seguimento de referência (PSR)

A solução para o PSR pode ser representada pela equação (14).

$$\lim_{t \rightarrow \infty} y(t) = y_r(t) \text{ se } q = 0, \quad y_r(t) \neq 0 \quad (14)$$

2. Problema de rejeição de perturbação (PRP)

A solução para o PRP pode ser representada pela equação (15).

$$\lim_{t \rightarrow \infty} y(t) = 0 \text{ se } y_r(t) = 0, \quad q \neq 0 \quad (15)$$

Uma condição de solução do PSR e PRP é que o controlador $C(s)$ garanta a estabilidade do sistema, para que o sistema em malha fechada atinja o regime permanente (RICO, 2006, p.87). Na análise para obtenção da solução, devem ser utilizadas as funções de transferência apresentadas em (16) e (17).

A equação (16) representa a FT referência-erro do sistema.

$$\left. \frac{e(s)}{y_r(s)} \right|_{q=0} = \frac{1}{1 + C(s)P_1(s)P_2(s)} \quad (16)$$

A equação (17) representa a FT perturbação-saída do sistema.

$$\left. \frac{y(s)}{q(s)} \right|_{y_r=0} = \frac{P_2(s)}{1 + C(s)P_1(s)P_2(s)} \quad (17)$$

4.1.4.3 Controladores

Controladores automáticos comparam o valor real da variável de saída do processo com o valor desejado da mesma (referência), determinam o erro observado entre os dois valores e produzem um sinal de controle que reduzirá o erro a zero ou a um valor pequeno. A forma pela qual este controlador produz tal sinal de controle é denominada ação de controle (OGATA, 2004, p.177).

As ações de controle básicas utilizadas em sistemas de controle industriais são:

- de duas posições ou liga-desliga (*on-off*);
- proporcional;
- integral;
- proporcional e integral;
- proporcional e derivativa; e
- proporcional, integral e derivativa (OGATA, 2004, p.177).

Para o controlador com ação de controle proporcional, a relação entre a saída do controlador $u(t)$ e o sinal de erro atuante $e(t)$ é expressa pela equação (18), sendo K_p o ganho proporcional (OGATA, 2004, p.180).

$$u(t) = K_p e(t) \quad (18)$$

No domínio da frequência, esta relação é dada pela equação (19), para condições iniciais nulas (OGATA, 2004, p.180).

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \quad (19)$$

Para qualquer tipo de mecanismo real ou de forma de energia utilizada na operação, o controlador proporcional é essencialmente um amplificador com ganho ajustável (OGATA, 2004, p.180). O diagrama de blocos deste controlador é mostrado na Figura 20.

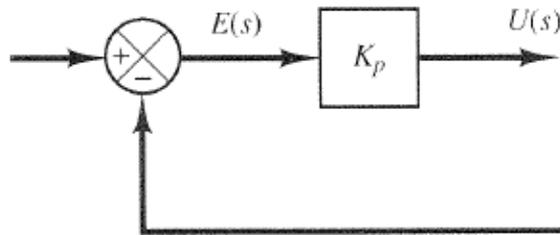


Figura 20 - Diagrama de blocos de um controlador proporcional

Fonte: OGATA (2004, p.180).

O controlador proporcional é uma forma de controle simples e que gera uma atuação que apresenta as seguintes características:

- na teoria, o controle é proporcional ao erro de seguimento $e(t)$. Para elevados valores de K_p , é possível obter erros em regime permanente menores, quando o sistema é estável e o sinal de referência ou de perturbação é constante (RICO, 20--, p.67);
- consiste em um controle sem memória e instantâneo, ou seja, o valor atual depende apenas do valor instantâneo do erro. Logo, para que uma ação de controle seja gerada sobre o processo, o erro não pode ser nulo (RICO, 20--, p.67);
- do ponto de vista dinâmico, este controlador pode apresentar bons resultados em processos de baixa ordem com resposta em malha aberta bem amortecida. Nesta aplicação, a utilização de um valor de K_p adequado permite acelerar a resposta transitória. Para sistemas de ordem superior, a utilização de ganhos elevados para diminuir o erro estático pode acarretar em problemas de estabilidade ou transitórios com comportamento muito oscilatório (RICO, 20--, p.67).

Em um controlador com ação de controle integral, o valor de saída do controlador $u(t)$ varia segundo uma taxa proporcional ao sinal do erro $e(t)$. Esta relação é expressa conforme apresentado na equação (20), onde T_i é uma constante ajustável denominada tempo integral (OGATA, 2004, p.180).

$$\frac{du(t)}{dt} = \frac{1}{T_i} e(t) \therefore u(t) = \frac{1}{T_i} \int_0^t e(t) dt \quad (20)$$

A função de transferência do controlador integral é apresentada em (21).

$$\frac{U(s)}{E(s)} = \frac{1}{T_i s} \quad (21)$$

Observa-se que se o valor de $e(t)$ é dobrado, o valor de $u(t)$ varia duas vezes mais rápido. Para um erro de seguimento nulo, o valor de $u(t)$ permanece estacionário. A ação de controle integral é também denominada controle de restabelecimento (OGATA, 2004, p.180). A Figura 21 mostra o diagrama de blocos do controlador com ação integral.

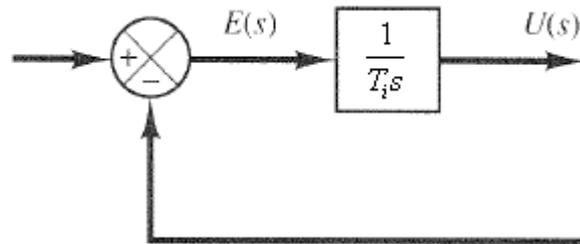


Figura 21 - Diagrama de blocos de um controlador integral

Fonte: OGATA (2004, p.180).

É necessário utilizar um integrador na malha de controle quando o sistema em malha fechada apresenta características estáticas que não atendem às especificações, definidas usualmente por erros nulos em regime permanente para entradas ou perturbações do tipo degrau. O objetivo da ação integral é corrigir este problema, considerando que a saída do integrador será constante somente se a entrada do mesmo for nula. Sendo assim, a ação integral é de fundamental importância em aplicações industriais, uma vez que possibilita a operação dos sistemas em um ponto de funcionamento desejado (RICO, 20--, p.68).

Quando a ação integral é aplicada individualmente, em grande parte dos casos, piora as características dinâmicas do sistema, uma vez que este controle introduz um pólo em sua origem, provocando o deslocamento do diagrama pólo-zero em direção ao semiplano direito do plano s . Por esta razão, a ação integral é comumente utilizada junto à ação proporcional. Assim, é introduzido um zero que permite melhorar as características transitórias da resposta do sistema (RICO, 20--, p.68).

A ação de controle proporcional e integral (PI) é definida pela equação (22) (OGATA, 2004, p.181).

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt \quad (22)$$

A função de transferência do controlador PI é dada pela equação (23) (OGATA, 2004, p.181).

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (23)$$

Nas equações (22) e (23), K_p representa o ganho proporcional e T_i é denominado tempo integral, sendo ambos ajustáveis. O tempo integral ajusta a ação integral, enquanto uma variação em K_p reflete nas partes proporcional e integral da ação de controle (OGATA, 2004, p.181). O diagrama de blocos de um controlador com este tipo de ação é apresentado na Figura 22.

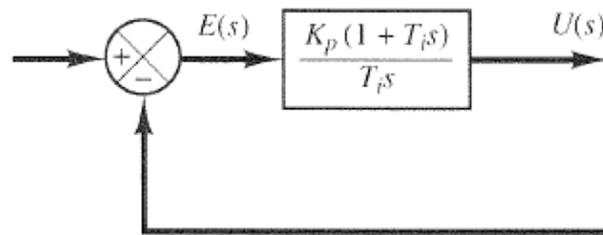


Figura 22 - Diagrama de blocos de um controlador proporcional-integral

Fonte: OGATA (2004, p.181).

As principais características do controlador PI são:

- quando comparado com o controlador integral, o controlador PI introduz um zero que permite melhorar as características transitórias da resposta (RICO, 20--, p.68);
- um ajuste adequado de K_p e T_i permite a obtenção de pólos de MF à esquerda dos pólos de MA, de forma a garantir uma resposta mais rápida que em MA, porém com erro nulo em regime permanente, para entrada degrau (RICO, 20--, p.68);
- valores muito grandes de T_i produzem um cancelamento da ação integrativa, uma vez que o zero do controlador aloca-se muito próximo de zero, fazendo com que o sistema demore muito tempo para atingir o regime permanente (RICO, 20--, p.68).

4.2 DESENVOLVIMENTO DO MODELO *BLACK-BOX*

Para o desenvolvimento do modelo dinâmico da microturbina frente à variação de carga, inicialmente optou-se pelo desenvolvimento de um modelo do tipo *black-box*.

Neste modelo, utilizam-se funções de transferência que relacionam sinais de entrada e de saída para representar aproximadamente o comportamento dinâmico da microturbina para variações de carga na sua saída.

Para o desenvolvimento deste modelo foram utilizados registros de tensão e de corrente. Os sinais foram registrados com oscilógrafo com taxa de amostragem de 100 μ s, taxa suficiente para registrar adequadamente a dinâmica dos sinais de tensão e de corrente para variação de carga.

4.2.1 Tratamento dos Sinais Registrados

Visando o estudo dinâmico da microturbina para variação de carga, foi realizado o tratamento dos sinais registrados, optando pelo cálculo do valor eficaz – *rms* de cada um dos sinais.

Foi utilizada a equação (24) para o cálculo do valor eficaz dos sinais registrados, onde n corresponde à quantidade de dados da amostra.

$$x_{rms} = \sqrt{\frac{x_1^2 + x_2^2 + \dots + x_n^2}{n}} \quad (24)$$

Neste estudo, o cálculo foi realizado para cada período de amostragem, ou seja, a cada 100 μ s, utilizando uma janela móvel de comprimento expressa em (25).

$$n = \frac{1}{120Hz} \times \frac{1}{100\mu s} \approx 83 \quad (25)$$

Conforme observado em (25), foi utilizado o valor de 120 Hz, que corresponde ao dobro da frequência fundamental dos sinais de tensão e corrente, a fim de se obter o número de amostras existentes em um semiciclo do sinal de saída da MT. Esta análise é feita para não perder informação do comportamento dinâmico do sistema.

A Figura 23 apresenta a curva de valor eficaz para o sinal registrado de corrente e de tensão, para variação de carga resistiva trifásica de 0 a 10 kW.

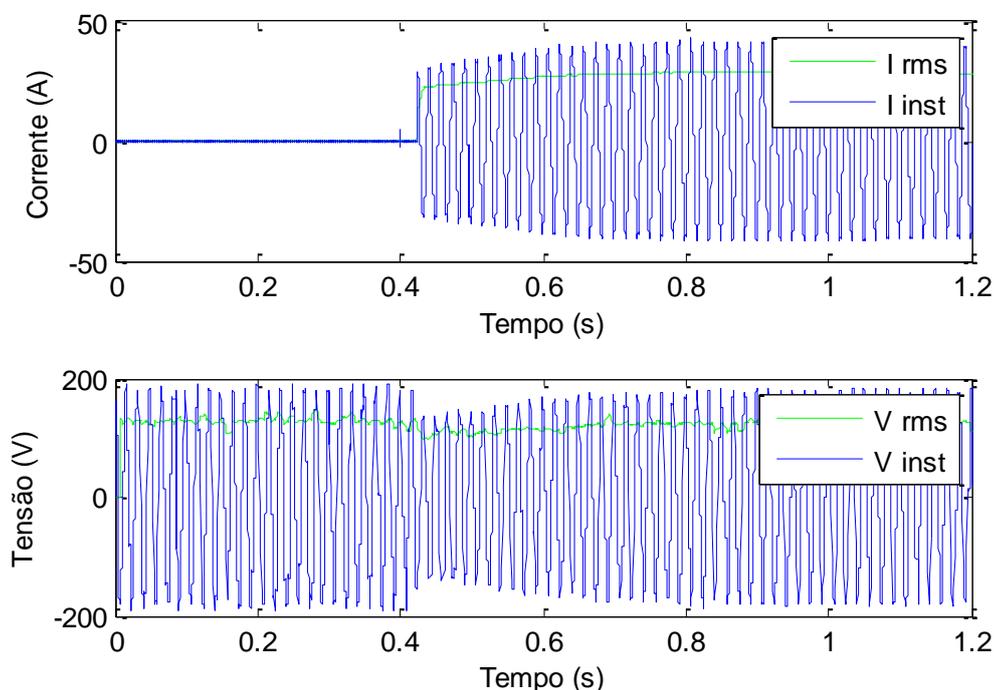


Figura 23 - Curva do valor eficaz para sinais de tensão e de corrente de saída da MT para degrau de carga de 0 a 10 kW

Fonte: Própria.

Com as curvas do valor eficaz, procedeu-se com a identificação dos valores necessários para o cálculo da função de transferência para as dinâmicas da corrente e da tensão.

4.2.2 Metodologia para Obtenção do Modelo da Corrente

A partir das oscilografias que representavam a dinâmica da corrente de saída da MT, foi possível observar que a maioria das curvas analisadas apresentava comportamento de um sistema de segunda ordem, como pode ser percebido na Figura 24. Por esta razão, optou-se por representar esta dinâmica por uma função de transferência característica de um sistema de segunda ordem, conforme a

apresentada na equação (4), uma vez que esta é também capaz de representar as curvas que não apresentaram *overshoot*.

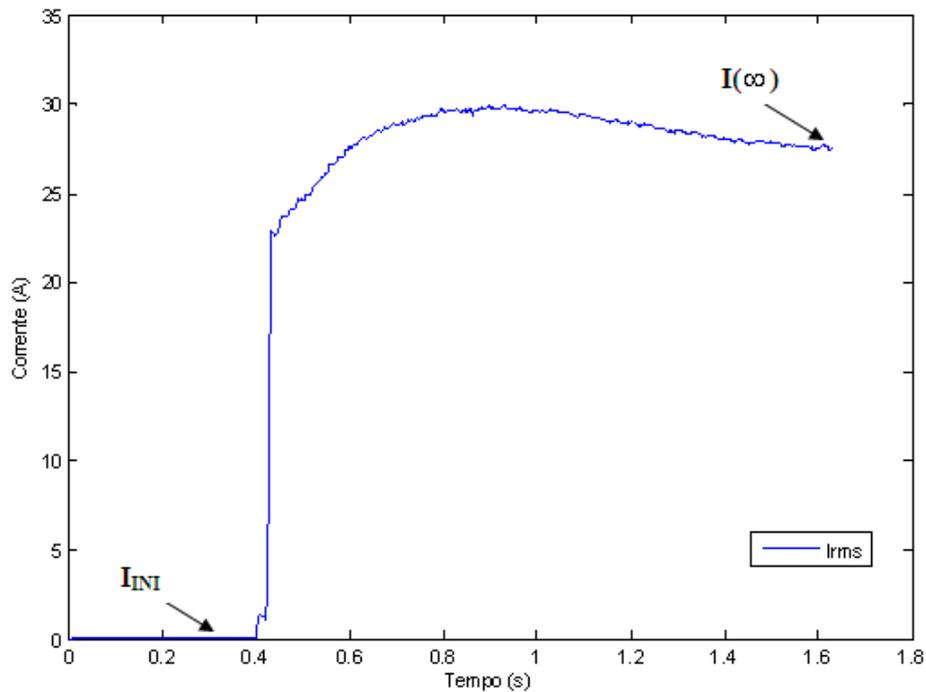


Figura 24 - Curva da corrente eficaz na saída da fase C da MT para variação de carga de 0 a 10 kW

Fonte: Própria.

Obtiveram-se, então, os valores de alguns parâmetros necessários para a elaboração do modelo da dinâmica da corrente, sendo eles: máximo valor de ultrapassagem M_p ou *overshoot*; tempo de acomodação t_s ; valor de corrente antes da aplicação do degrau de carga, I_{INI} ; e valor de corrente em regime permanente, $I(\infty)$. Os parâmetros I_{INI} e $I(\infty)$ estão indicados na Figura 24.

De posse dos valores de M_p e t_s , calculou-se a frequência natural de oscilação ω_n e o coeficiente de amortecimento do sistema ζ , utilizando as equações (7) e (8). O ganho estático do sistema K foi calculado com base na equação (26), onde ΔI_{CARGA} corresponde à variação de corrente referente à variação de carga imposta ao sistema, obtida a partir da relação entre a variação de potência e a tensão fase-neutro nominal de alimentação $\frac{\Delta P}{127}$.

$$K = \frac{I(\infty) - I_{INI}}{\Delta I_{CARGA}} \quad (26)$$

Assim, foi possível obter a função de transferência do sistema para cada variação de carga, segundo a equação característica de um sistema de segunda ordem apresentada em (4).

Com as funções de transferência obtidas, comparou-se a resposta do sistema representado por estas com as curvas geradas pelos dados de ensaio na planta. Desta análise, observou-se que o modelo gerado não apresentou uma dinâmica semelhante à real para os degraus de carga crescentes, como pode ser observado na Figura 25. A resposta real do sistema apresenta um valor de corrente diretamente transferido à saída no instante de aplicação do degrau de carga. Assim, identificou-se a necessidade de uma nova abordagem para o desenvolvimento do modelo, capaz de representar esta transferência direta. Para isto, foi necessária a obtenção do parâmetro $I(0)$, indicado na Figura 25.

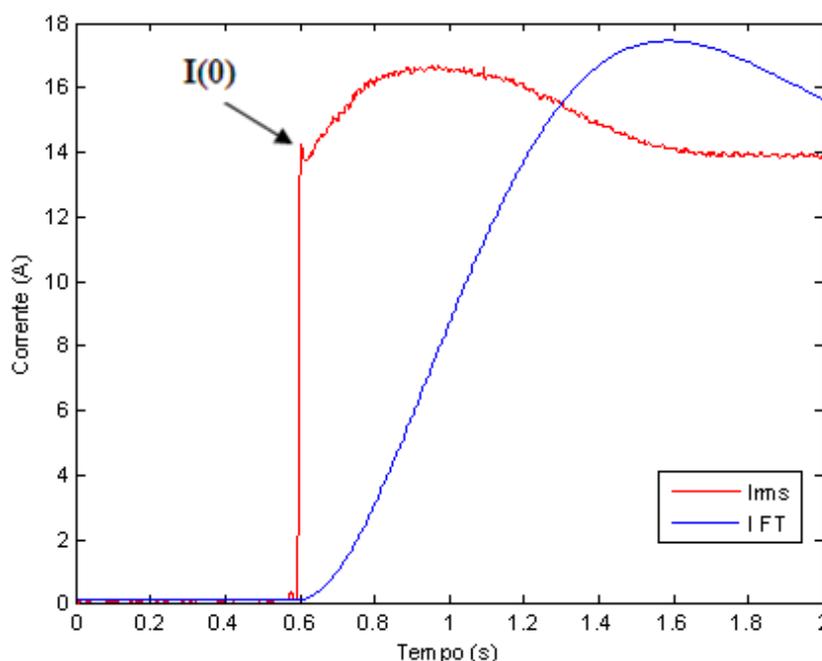


Figura 25 - Comparação entre a resposta do sistema com a FT obtida e o valor eficaz real da corrente na fase A para variação de carga de 0 a 5 kW

Fonte: Própria.

Para variações decrescentes de carga, o modelo desenvolvido a partir da equação característica apresentada em (4) adequou-se à dinâmica da corrente real, como pode ser observado na Figura 26.

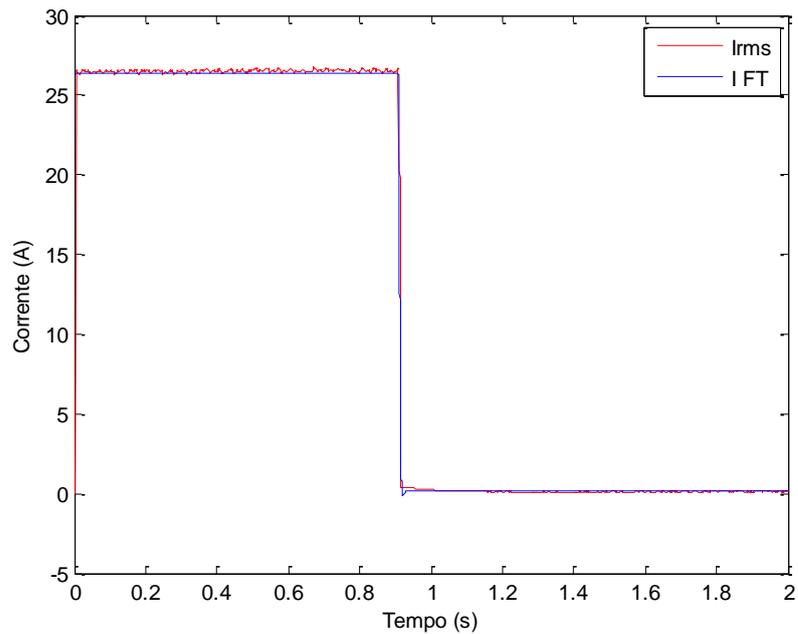


Figura 26 - Comparação entre a resposta do sistema com a FT obtida e o valor eficaz real da corrente na fase A para variação de carga de 10 a 0 kW

Fonte: Própria.

Conforme a teoria apresentada na seção 4.1.3, a inserção de zeros na equação característica do sistema permite que o mesmo apresente transferência direta. Pode ser observado pela equação (10) que a transferência direta é obtida quando os polinômios do numerador e do denominador da FT são de mesmo grau. Portanto, em se tratando de um sistema de segunda ordem, foram inseridos dois zeros, obtendo-se no numerador um polinômio de segundo grau.

A modelagem da dinâmica da corrente foi desenvolvida a partir da análise da FT que relaciona a saída de corrente à entrada do sistema, correspondente ao degrau de carga, que representa um sistema conforme o apresentado na Figura 27.

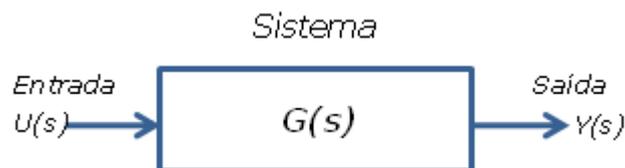


Figura 27 - Diagrama de um sistema de controle

Fonte: Própria.

Assim, tem-se a FT característica que representa a dinâmica da corrente, apresentada em (27).

$$G_I(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{(b_2s^2 + b_1s + b_0)K\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (27)$$

Os parâmetros ζ , ω_n e K foram calculados previamente, sendo desconhecidos os coeficientes b_2 , b_1 e b_0 . Para a obtenção dos mesmos, utilizaram-se os teoremas do valor final e inicial.

O teorema do valor final estabelece que, se $f(t)$ e $df(t)/dt$ podem ser transformadas pelo método de Laplace, se $F(s)$ corresponder à transformada de Laplace de $f(t)$ e se existir $\lim_{t \rightarrow \infty} f(t)$, então (OGATA, 2004, p.23):

$$\lim_{t \rightarrow \infty} f(t) = \lim_{s \rightarrow 0} sF(s) \quad (28)$$

O teorema do valor inicial enuncia que, se $f(t)$ e $df(t)/dt$ podem ser transformadas pelo método de Laplace, se $F(s)$ corresponder à transformada de Laplace de $f(t)$ e se existir $\lim_{s \rightarrow \infty} sF(s)$, então (OGATA, 2004, p.24):

$$\lim_{t \rightarrow 0^+} f(t) = \lim_{s \rightarrow \infty} sF(s) \quad (29)$$

O coeficiente b_2 foi obtido a partir da aplicação do teorema do valor inicial.

Sendo $U(s) = \frac{K_u}{s}$, onde K_u é a amplitude do degrau de entrada, tem-se:

$$\begin{aligned} \lim_{t \rightarrow 0^+} y(t) &= \lim_{s \rightarrow \infty} sG(s)U(s) \\ \lim_{t \rightarrow 0^+} y(t) &= \lim_{s \rightarrow \infty} s \frac{b_2s^2 + b_1s + b_0}{(s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2)} \frac{K_u}{s} \\ \lim_{t \rightarrow 0^+} y(t) &= b_2K\omega_n^2 K_u \end{aligned} \quad (30)$$

Sendo $\lim_{t \rightarrow 0^+} y(t) = I(0)$, b_2 é, então, dado por:

$$b_2 = \frac{I(0)}{KK_u\omega_n^2} \quad (31)$$

Para o cálculo do coeficiente b_0 , utilizou-se o teorema do valor final, apresentado em (28), conforme segue:

$$\begin{aligned}
\lim_{t \rightarrow \infty} y(t) &= \lim_{s \rightarrow 0} sG(s)U(s) \\
\lim_{t \rightarrow \infty} y(t) &= \lim_{s \rightarrow 0} s \frac{b_2 s^2 + b_1 s + b_0}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \frac{K\omega_n^2}{s} K_u \quad (32) \\
\lim_{t \rightarrow \infty} y(t) &= KK_u b_0
\end{aligned}$$

Sendo $\lim_{t \rightarrow \infty} y(t) = I(\infty)$, b_0 é dado por:

$$b_0 = \frac{I(\infty)}{KK_u} \quad (33)$$

Para o cálculo do coeficiente b_1 , o valor do mesmo foi variado em um intervalo de 0,05 a 0,6, em incrementos de 0,05, a fim de obter aquele que melhor se adequasse ao modelo.

Para a identificação do valor ótimo, utilizou-se a técnica de validação de modelos matemáticos a partir da análise do Coeficiente de Correlação Múltipla (R^2), que é um índice de desempenho que permite avaliar a qualidade do modelo obtido. Este coeficiente é calculado através da equação (34), onde I_{REAL} é o valor medido, $I_{ESTIMADO}$ corresponde ao valor de corrente estimado pelo modelo, $I_{MÉDIO-REAL}$ é a média das N amostras da experimentação (COELHO; COELHO, 2004, p.123).

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{k=1}^N (I_{REAL} - I_{ESTIMADO})^2}{\sum_{k=1}^N [I_{REAL} - I_{MÉDIO-REAL}]^2} \quad (34)$$

Quando o coeficiente de correlação múltipla apresenta o valor 1, indica que há uma exata adequação do modelo para os dados obtidos dos ensaios na planta. Quando R^2 assume valor entre 0,9 e 1, o modelo pode ser considerado suficiente para muitas aplicações práticas em identificação (COELHO; COELHO, 2004, p.123).

Sendo os dados de ensaio de natureza discreta, para tornar possível a comparação dos mesmos com os valores estimados e validar o modelo, as funções de transferência obtidas foram discretizadas, utilizando a transformada Z , para um período de amostragem de $100 \mu s$. De posse das FTs discretas, calcularam-se os valores de saída do sistema com base nas mesmas, para, então, compará-los com os valores reais.

As Tabelas 1 a 3 apresentam os valores dos coeficientes das funções de transferência que descrevem a dinâmica da corrente nas fases A, B e C,

respectivamente, para as situações de variação de carga indicadas. Estes coeficientes correspondem aos apresentados na equação (10).

Pode ser observado que o sistema modelado, em relação à dinâmica da corrente, apresenta ganho aproximadamente unitário.

Tabela 1 - Parâmetros do modelo obtido para a corrente eficaz na fase A para cada variação de carga imposta ao sistema

| Variação de Carga (kW) | Ganho I_a | Coeficientes da FT para I_a | | | | | |
|------------------------|-------------|-------------------------------|-------|------------|-------|--------|------------|
| | | b_2 | b_1 | b_0 | a_2 | a_1 | a_0 |
| 0->5 | 1,04 | 1,01 | 52,23 | 839,90 | 1,00 | 40,00 | 839,90 |
| 5->10 | 1,00 | 0,84 | 13,00 | 65,13 | 1,00 | 13,33 | 65,13 |
| 10->15 | 1,01 | 0,80 | 7,27 | 16,00 | 1,00 | 8,00 | 16,00 |
| 15->20 | 0,98 | 0,85 | 17,09 | 174,76 | 1,00 | 22,86 | 174,76 |
| 0->10 | 1,02 | 0,85 | 6,01 | 14,72 | 1,00 | 5,33 | 14,72 |
| 10->0 | 1,00 | -- | -- | 233.226,61 | 1,00 | 800,00 | 233.158,16 |
| 15->5 | 0,98 | -- | -- | 4.346,49 | 1,00 | 133,33 | 4.444,44 |
| 0->15 | 1,01 | 0,79 | 5,33 | 15,14 | 1,00 | 5,33 | 15,14 |
| 0->20 | 1,01 | 0,73 | 5,25 | 14,81 | 1,00 | 5,33 | 14,81 |
| 5->0 | 1,04 | -- | -- | 260.040,83 | 1,00 | 800,00 | 251.228,80 |
| 15->0 | 1,02 | -- | -- | 228.425,99 | 1,00 | 800,00 | 224.508,95 |

Tabela 2 - Parâmetros do modelo obtido para a corrente eficaz na fase B para cada variação de carga imposta ao sistema

| Variação de Carga (kW) | Ganho I_b | Coeficientes da FT para I_b | | | | | |
|------------------------|-------------|-------------------------------|-------|------------|-------|--------|------------|
| | | b_2 | b_1 | b_0 | a_2 | a_1 | a_0 |
| 0->5 | 1,08 | 0,97 | 50,42 | 781,02 | 1,00 | 40,00 | 781,02 |
| 5->10 | 1,00 | 0,85 | 13,06 | 65,13 | 1,00 | 13,33 | 65,13 |
| 10->15 | 0,99 | 0,79 | 7,91 | 16,00 | 1,00 | 8,00 | 16,00 |
| 15->20 | 0,97 | 0,85 | 18,70 | 192,71 | 1,00 | 22,86 | 192,71 |
| 0->10 | 1,03 | 0,84 | 5,96 | 14,41 | 1,00 | 5,33 | 14,41 |
| 10->0 | 1,03 | -- | -- | 231.644,46 | 1,00 | 800,00 | 224.140,64 |
| 15->5 | 1,00 | -- | -- | 4.450,95 | 1,00 | 133,33 | 4.444,44 |
| 0->15 | 1,03 | 0,77 | 5,38 | 14,93 | 1,00 | 5,33 | 14,93 |
| 0->20 | 1,01 | 0,73 | 5,27 | 14,93 | 1,00 | 5,33 | 14,93 |
| 5->0 | 1,08 | -- | -- | 250.114,30 | 1,00 | 800,00 | 232.499,61 |
| 15->0 | 1,02 | -- | -- | 228.297,72 | 1,00 | 800,00 | 224.140,64 |

Tabela 3 - Parâmetros do modelo obtido para a corrente eficaz na fase C para cada variação de carga imposta ao sistema

| Variação de Carga (kW) | Ganho I_c | Coeficientes da FT para I_c | | | | | |
|------------------------|-------------|-------------------------------|-------|------------|-------|--------|------------|
| | | b_2 | b_1 | b_0 | a_2 | a_1 | a_0 |
| 0->5 | 1,07 | 0,98 | 50,00 | 781,02 | 1,00 | 40,00 | 781,02 |
| 5->10 | 1,04 | 0,90 | 13,09 | 63,06 | 1,00 | 13,33 | 63,06 |
| 10->15 | 0,99 | 0,78 | 7,91 | 16,00 | 1,00 | 8,00 | 16,00 |
| 15->20 | 1,00 | 0,83 | 18,65 | 186,19 | 1,00 | 22,86 | 186,19 |
| 0->10 | 1,07 | 0,81 | 6,06 | 14,20 | 1,00 | 5,33 | 14,20 |
| 10->0 | 1,04 | -- | -- | 233.029,57 | 1,00 | 800,00 | 224.875,21 |
| 15->5 | 1,02 | -- | -- | 4.538,12 | 1,00 | 133,33 | 4.444,44 |
| 0->15 | 1,04 | 0,76 | 5,45 | 14,93 | 1,00 | 5,33 | 14,93 |
| 0->20 | 1,03 | 0,71 | 5,39 | 14,93 | 1,00 | 5,33 | 14,93 |
| 5->0 | 1,07 | -- | -- | 251.694,47 | 1,00 | 800,00 | 235.745,62 |
| 15->0 | 1,04 | -- | -- | 211.678,03 | 1,00 | 800,00 | 203.396,61 |

4.2.3 Metodologia para Obtenção do Modelo da Tensão

O desenvolvimento de uma função de transferência que represente a dinâmica da tensão na saída da MT foi baseado na solução do problema de rejeição de perturbação, discutido na seção 4.1.4.2. Na Figura 28, é apresentado o diagrama que representa o sistema modelado, sendo $Y_r(s)$ a representação da tensão de referência do sistema, $Y(s)$ a tensão de saída e $q(s)$ a perturbação imposta ao sistema, sendo esta representada por um degrau de corrente, proporcional à variação de potência aplicada à MT.

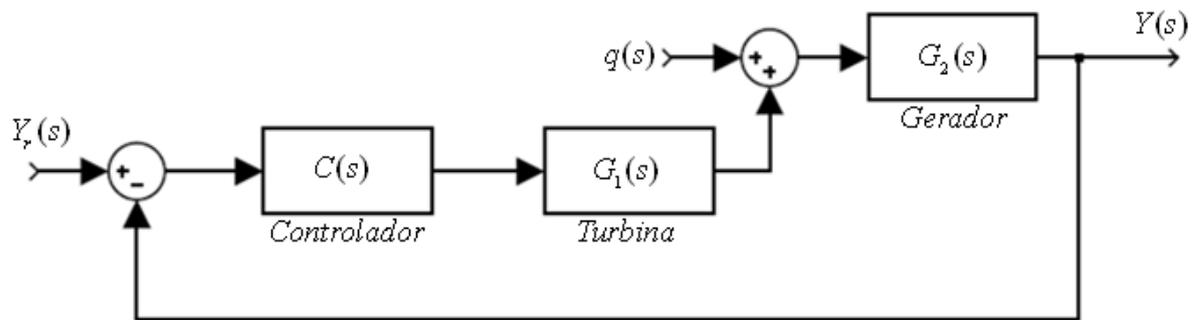


Figura 28 - Diagrama de blocos para a modelagem da dinâmica da tensão

Fonte: Adaptado de RICO (2006, p.87).

Este diagrama consiste em uma simplificação do sistema da MT, sendo este composto por: um elemento de controle que atua sobre a potência entregue à turbina, que, por sua vez, aplica torque no eixo do gerador (FARRET; SIMÕES, 2006, p.226).

O controlador utilizado é de ação proporcional-integral, conforme proposto por Farret e Simões (2006, p.228), sendo representado pela FT apresentada em (35), onde K_c é o ganho proporcional do controlador.

$$C(s) = K_c \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) = K_c \left(\frac{T_i s + 1}{T_i s} \right) \quad (35)$$

Também segundo Farret e Simões (2006, p.226), a turbina pode ser modelada como um sistema de primeira ordem, conforme a equação (36), onde τ é a constante de tempo da turbina.

$$G_1(s) = \frac{K_1}{\tau s + 1} \quad (36)$$

O gerador é aqui representado por um ganho K_2 , de forma a obter uma FT total do sistema que apresente transferência direta e característica de um sistema de segunda ordem. Assim:

$$G_2(s) = K_2 \quad (37)$$

Para a solução do PRP, a análise é feita com base na FT descrita na equação (17). Para o modelo analisado, tem-se:

$$\left. \frac{Y(s)}{q(s)} \right|_{y=0} = \frac{G_2(s)}{1 + C(s)G_1(s)G_2(s)} \quad (38)$$

Substituindo-se (35), (36) e (37) em (38), obtém-se:

$$\frac{Y(s)}{q(s)} = \frac{T_i \tau K_2 s^2 + T_i K_2 s}{T_i \tau s^2 + (T_i + T_i K_1 K_2 K_c) s + K_1 K_2 K_c}$$

$$\frac{Y(s)}{q(s)} = K_2 - K_2 \underbrace{\left[\frac{K_1 K_2 K_c (T_i s + 1)}{T_i \tau s^2 + (1 + K_1 K_2 K_c) T_i s + K_1 K_2 K_c} \right]}_{FTMF'(s)} \quad (39)$$

Em (39), $FTMF'(s)$ é um complemento da FT de malha fechada do sistema, sem considerar a característica de transferência direta, ou seja, é a parte da FT que representa a dinâmica da tensão após a aplicação do degrau de carga. Nesta representação, K_2 corresponde ao ganho necessário para que a tensão retorne ao valor de referência após a perturbação, considerando o teorema do valor final, apresentado em (29).

Para a obtenção dos valores dos parâmetros das funções de transferência do controlador, turbina e gerador, utilizou-se uma FT característica de um sistema de segunda ordem, uma vez que se identificou que as curvas de tensão analisadas poderiam ser assim representadas. Para fins de comparação entre coeficientes, utilizou-se uma equação característica com numerador e denominador de mesmo grau que $FTMF'(s)$, sendo esta apresentada em (40).

$$FT_{CARACT} = \frac{(b_1 s + 1) \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta \omega_n s + \omega_n^2} \quad (40)$$

Igualando as equações (39) e (40), foi possível obter as seguintes relações:

$$b_1 = T_i \quad (41)$$

$$\omega_n^2 = \frac{K_c K_1 K_2}{T_i \tau} \quad (42)$$

$$2\zeta \omega_n = \frac{1 + K_c K_1 K_2}{\tau} \quad (43)$$

Para que o sistema apresentasse comportamento semelhante ao real, foram feitas as seguintes considerações:

- $\zeta = 1$, para que a resposta apresentasse característica de um sistema criticamente amortecido, possuindo dois pólos reais e iguais ($s_{1,2} = -\omega_n$);
- para que o sistema não apresentasse característica de fase não-mínima, isto é, a orientação da resposta em direção negativa, sendo o valor final positivo, impõe-se a condição de que o zero deve estar localizado no semiplano

esquerdo (NISE, 2002, p.149). Este fenômeno pode ser observado no gráfico à esquerda na Figura 29, quando $T = -1$. Assim:

$$z_1 < 0 \therefore b_1 > 0 \quad (44)$$

- o zero do sistema $z_1 = -1/b_1$ deve estar localizado à esquerda dos seus pólos reais, de forma a se obter uma resposta tendendo ao valor de regime por valores menores, apresentando as mesmas características da resposta de um sistema sem zero (RICO, 2006, p.22). Este comportamento pode ser observado na Figura 29, para $T = 2$. Assim, deve ser atendida a condição:

$$z_1 < -\zeta\omega_n \therefore \frac{1}{b_1} > \zeta\omega_n \therefore b_1 < \frac{1}{\zeta\omega_n} \quad (45)$$

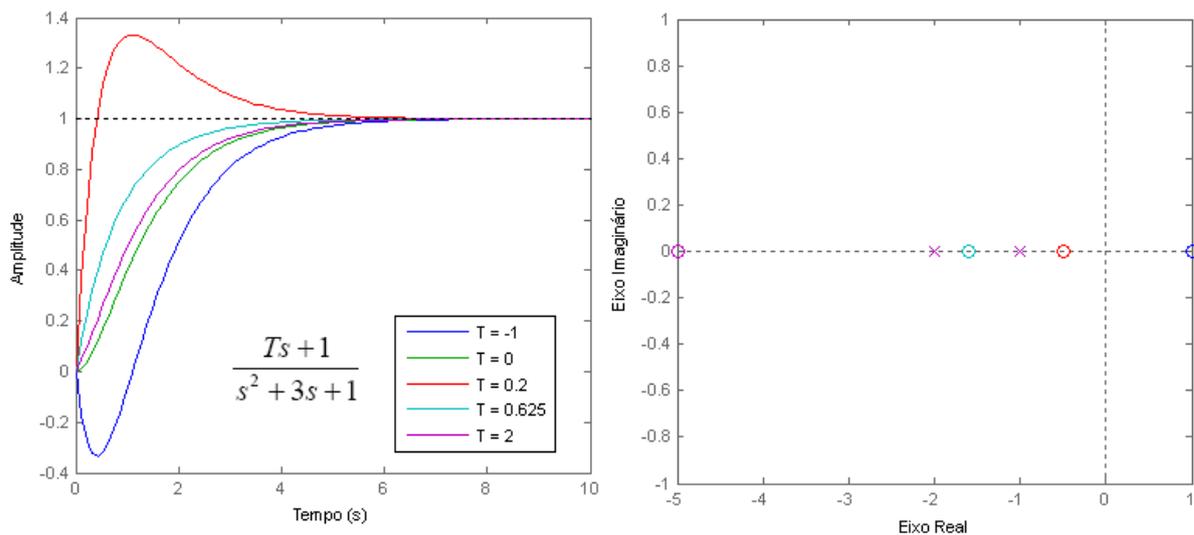


Figura 29 - Efeito da alocação de zeros em sistemas de segunda ordem

Fonte: Própria.

A partir da análise das formas de onda de tensão na saída da MT, obtidas dos dados de ensaio, obtiveram-se os valores de t_s para cada variação de carga. Com base na equação (7), calculou-se o parâmetro ω_n , uma vez que $\zeta = 1$.

Isolando o termo $K_c K_1 K_2$ nas equações (42) e (43), tem-se:

$$\tau = \frac{1}{2\zeta\omega_n - b_1\omega_n^2} \quad (46)$$

Observando a equação (46), identifica-se outra condição a ser considerada na variação do parâmetro b_1 . A constante de tempo τ não pode apresentar valores negativos, logo, do denominador da equação (46), tem-se:

$$2\zeta\omega_n - b_1\omega_n^2 > 0 \therefore b_1 < \frac{2\zeta}{\omega_n} \quad (47)$$

Com as considerações apresentadas anteriormente, o valor do coeficiente b_1 foi obtido a partir de um processo iterativo, sendo este variado dentro do intervalo $0 < b_1 < \frac{1}{\zeta\omega_n}$. Para encontrar o valor de b_1 que fornece a resposta que melhor representa o sistema real, utilizou-se a análise do coeficiente de correlação múltipla, apresentada na seção 4.2.2, para valores de tensão. O coeficiente R^2 foi calculado a partir da equação (48), sendo $V_{ESTIMADO}$ obtido utilizando-se a FT apresentada em (40).

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{k=1}^N V_{REAL} - V_{ESTIMADO}^2}{\sum_{k=1}^N [V_{REAL} - V_{MÉDIO-REAL}]^2} \quad (48)$$

Aplicando-se o teorema do valor inicial na função apresentada em (39), para o degrau de perturbação $q(s) = \frac{K_q}{s}$, sendo K_q sua amplitude, tem-se:

$$\begin{aligned} \lim_{t \rightarrow 0} y(t) &= \lim_{s \rightarrow \infty} sY(s) \\ y(0) &= K_2 K_q \end{aligned} \quad (49)$$

Assim, obteve-se um sistema linear formado pelas equações (41), (42), (43) e (49). Sendo b_1 conhecido, obteve-se T_i e τ pelas equações (41) e (46), respectivamente.

Para encontrar o valor de K_2 , utiliza-se a equação (50), que deriva de (49), sendo K_q a amplitude do degrau de perturbação, expresso em função da variação de corrente, conforme apresentado em (51). O valor de $y(0)$ corresponde à variação de tensão observada no instante em que a perturbação é imposta ao sistema, podendo ser calculado a partir da equação (52), sendo seus termos apresentados na Figura 30.

$$K_2 = \frac{y(0)}{K_q} \quad (50)$$

$$K_q = I(\infty) - I_{IM} \quad (51)$$

$$y(0) = V_{ref} - V_{pico} \quad (52)$$

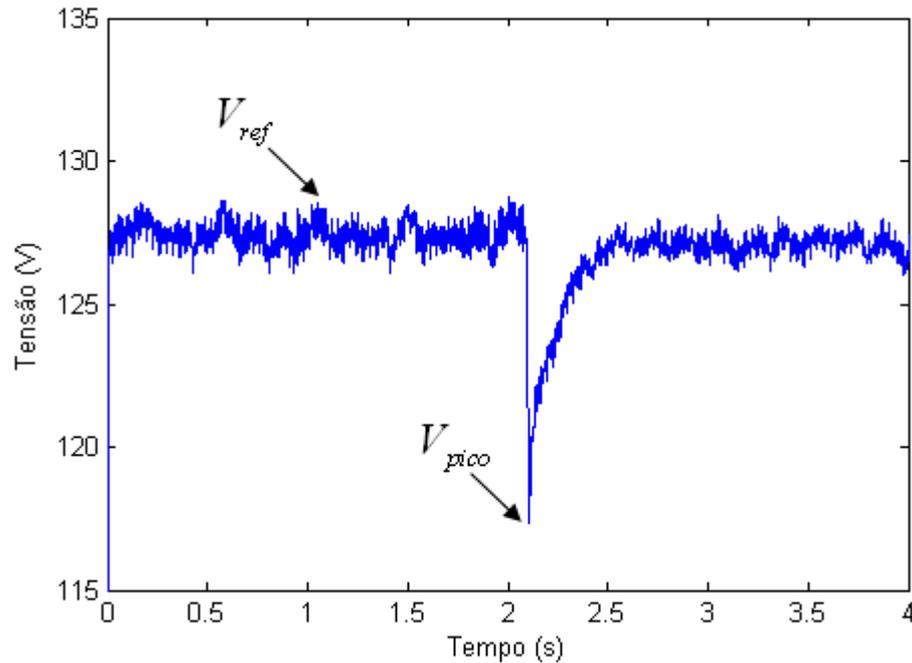


Figura 30 – Curva da tensão eficaz na saída da fase A da MT para variação de carga de 5 a 10 kW

Fonte: Própria.

Conforme citado anteriormente, a turbina pode ser representada por um sistema de primeira ordem, de ganho unitário (FARRET; SIMÕES, 2006, p.226). Portanto, considerou-se $K_1 = 1$. Assim, é possível obter o valor de K_c , substituindo (46) em (42).

$$K_c = \frac{\omega_n T_i}{K_1 K_2 (2\zeta - b_1 \omega_n)} \quad (53)$$

De posse dos valores dos parâmetros da FT apresentada em (39), que representa a relação entre a tensão de saída da MT e a perturbação do sistema, correspondente ao degrau de carga aplicado, obtém-se a representação matemática da malha de regulação de tensão (Figura 28), para cada variação de carga considerada nos ensaios. Os coeficientes de $C(s)$, $G_1(s)$ e $G_2(s)$, expressas em (35), (36) e (37), respectivamente, estão apresentados nas Tabelas 4 a 6.

Tabela 4 - Parâmetros do sistema de controle de regulação de tensão na fase A para cada variação de carga imposta ao sistema

| Varição de Carga (kW) | Ganho V_a | K_C | T_I | K_1 | τ | K_2 | V_{fn} nominal (V) |
|-----------------------|-------------|-------|-------|-------|--------|-------|----------------------|
| 0->5 | 1,00 | 1,13 | 0,02 | 1,00 | 0,03 | 1,62 | 127 |
| 5->10 | 1,00 | 2,97 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 0,79 | 127 |
| 10->15 | 1,00 | 1,82 | 0,11 | 1,00 | 0,21 | 0,82 | 127 |
| 15->20 | 0,99 | 2,16 | 0,18 | 1,00 | 0,33 | 0,69 | 127 |
| 0->10 | 0,99 | 1,79 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 1,12 | 127 |
| 10->0 | 1,02 | 1,40 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 1,66 | 127 |
| 15->5 | 1,00 | 5,35 | 0,42 | 1,00 | 0,54 | 0,44 | 127 |
| 0->15 | 0,99 | 1,11 | 0,12 | 1,00 | 0,22 | 0,90 | 127 |
| 0->20 | 0,99 | 3,07 | 0,49 | 1,00 | 0,58 | 0,76 | 127 |
| 5->0 | 0,95 | 0,74 | 0,16 | 1,00 | 0,21 | 3,17 | 127 |
| 15->0 | 1,01 | 1,95 | 0,33 | 1,00 | 0,42 | 1,20 | 127 |

Tabela 5 - Parâmetros do sistema de controle de regulação de tensão na fase B para cada variação de carga imposta ao sistema

| Varição de Carga (kW) | Ganho V_b | K_C | T_I | K_1 | τ | K_2 | V_{fn} nominal (V) |
|-----------------------|-------------|-------|-------|-------|--------|-------|----------------------|
| 0->5 | 0,99 | 1,18 | 0,02 | 1,00 | 0,03 | 1,42 | 127 |
| 5->10 | 1,00 | 5,12 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 0,46 | 127 |
| 10->15 | 1,00 | 6,28 | 0,11 | 1,00 | 0,21 | 0,24 | 127 |
| 15->20 | 0,99 | 5,46 | 0,18 | 1,00 | 0,33 | 0,27 | 127 |
| 0->10 | 0,99 | 1,96 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 1,02 | 127 |
| 10->0 | 1,01 | 1,45 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 1,49 | 127 |
| 15->5 | 1,00 | 2,25 | 0,42 | 1,00 | 0,54 | 1,04 | 127 |
| 0->15 | 0,99 | 1,11 | 0,12 | 1,00 | 0,21 | 0,84 | 127 |
| 0->20 | 0,99 | 3,30 | 0,49 | 1,00 | 0,58 | 0,71 | 127 |
| 5->0 | 1,05 | 0,38 | 0,16 | 1,00 | 0,21 | 3,05 | 127 |
| 15->0 | 1,01 | 2,07 | 0,33 | 1,00 | 0,42 | 1,13 | 127 |

Tabela 6 - Parâmetros do sistema de controle de regulação de tensão na fase C para cada variação de carga imposta ao sistema

| Varição de Carga (kW) | Ganho V_c | K_C | T_I | K_1 | τ | K_2 | V_{fn} nominal (V) |
|-----------------------|-------------|-------|-------|-------|--------|-------|----------------------|
| 0->5 | 1,00 | 1,17 | 0,02 | 1,00 | 0,03 | 1,57 | 127 |
| 5->10 | 1,00 | 2,87 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 0,76 | 127 |
| 10->15 | 1,00 | 3,24 | 0,11 | 1,00 | 0,21 | 0,46 | 127 |
| 15->20 | 1,00 | 2,82 | 0,18 | 1,00 | 0,33 | 0,53 | 127 |
| 0->10 | 1,00 | 1,92 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 1,13 | 127 |
| 10->0 | 1,01 | 1,66 | 0,29 | 1,00 | 0,38 | 1,30 | 127 |
| 15->5 | 1,00 | 3,11 | 0,42 | 1,00 | 0,54 | 0,70 | 127 |
| 0->15 | 1,00 | 1,21 | 0,12 | 1,00 | 0,19 | 0,89 | 127 |
| 0->20 | 0,99 | 3,04 | 0,49 | 1,00 | 0,58 | 0,77 | 127 |
| 5->0 | 1,00 | 0,71 | 0,16 | 1,00 | 0,21 | 3,07 | 127 |
| 15->0 | 1,01 | 2,10 | 0,33 | 1,00 | 0,42 | 1,03 | 127 |

4.3 SIMULAÇÃO DO MODELO E RESULTADOS

A Figura 31 apresenta o modelo da dinâmica da corrente e da tensão na fase A proposto para a modelagem da microturbina Capstone C30. A metodologia para o desenvolvimento da modelagem e a simulação do modelo utilizadas para os parâmetros da fase A foram aplicadas também para as fases B e C. A simulação do modelo *black-box* foi desenvolvida no software MATLAB/Simulink®.

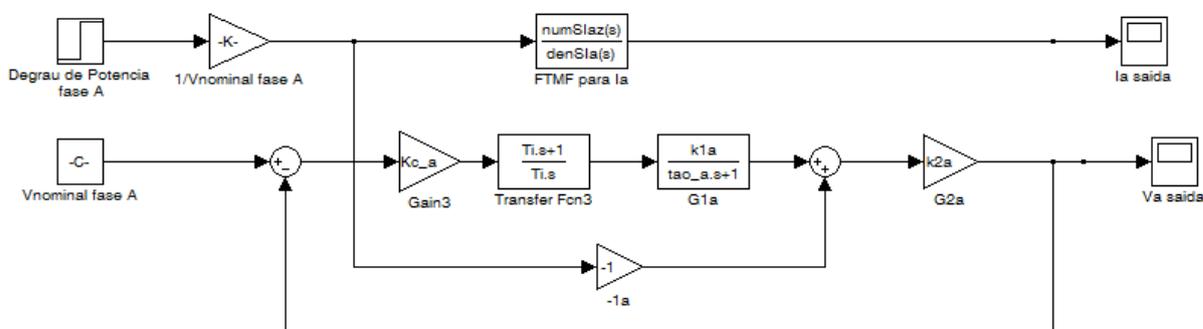


Figura 31 - Modelo da dinâmica de tensão e de corrente para a fase A da MT

Fonte: Própria.

As Figuras 32 a 53 apresentam os registros das curvas de valores eficazes de corrente e de tensão e as respostas estimadas do modelo *black-box* desenvolvido para as fases A, B e C, frente às variações de carga indicadas.

Na Tabela 7, são mostrados os valores do coeficiente de correlação múltipla (R^2) calculados a fim de avaliar a qualidade do modelo que representa a dinâmica de corrente e tensão nas fases A, B e C, para cada variação de carga. Sabendo-se que o modelo é considerado adequado para aplicações práticas quando R^2 assume valor entre 0,9 e 1, pode ser observado que somente os modelos de tensão correspondentes às variações de 5 a 0 kW e 15 a 5 kW apresentaram valores inferiores a 0,9.

Tabela 7 – Coeficiente de correlação múltipla (R^2) para corrente e tensão das fases A, B e C, segundo a variação de carga

| Variação | I _a | I _b | I _c | V _a | V _b | V _c |
|----------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 0->5 | 0,986 | 0,986 | 0,986 | 0,992 | 0,990 | 0,992 |
| 0->10 | 0,996 | 0,997 | 0,998 | 0,953 | 0,953 | 0,967 |
| 0->15 | 0,993 | 0,988 | 0,988 | 0,975 | 0,909 | 0,929 |
| 0->20 | 0,995 | 0,994 | 0,995 | 0,927 | 0,912 | 0,937 |
| 5->10 | 0,998 | 0,999 | 0,998 | 0,969 | 0,975 | 0,972 |
| 10->15 | 0,997 | 0,998 | 0,997 | 0,984 | 0,992 | 0,993 |
| 15->20 | 0,996 | 0,997 | 0,997 | 0,965 | 0,965 | 0,975 |
| 5->0 | 0,992 | 0,985 | 0,988 | 0,676 | 0,628 | 0,809 |
| 10->0 | 0,999 | 0,997 | 0,997 | 0,907 | 0,967 | 0,943 |
| 15->0 | 0,999 | 0,992 | 0,996 | 0,938 | 0,950 | 0,927 |
| 15->5 | 0,996 | 0,997 | 0,995 | 0,968 | 0,878 | 0,933 |

Nas Figuras 32, 34, 36 e 38, são apresentadas curvas de corrente para variações de carga com valor inicial nulo. Analisando estas curvas é possível perceber que para o menor degrau de potência aplicado, isto é, para variação de 0 a 5 kW, a resposta apresenta o maior valor de ultrapassagem e o menor tempo de estabelecimento. Para estas situações, o valor de R^2 calculado com base no modelo obtido é aceitável para o propósito do trabalho.

Quanto às curvas de tensão, mostradas nas Figuras 33, 35, 37 e 39, pode-se observar uma diferença entre o valor estimado e o real da tensão de referência. Isto decorre do fato de que o valor real da tensão fase-neutro na planta piloto não apresenta valor nominal de 127 V, e, para a simulação do modelo, estabeleceu-se este valor como referência. Para todas as situações citadas, a fase B apresenta uma diferença maior entre as curvas de tensão real e estimada. Pelos dados mostrados na Tabela 7, para os modelos de tensão, os valores do coeficiente R^2 também indicam que os mesmos são adequados.

Analisando-se as curvas de corrente para as demais variações de carga crescentes, apresentadas nas Figuras 40, 42 e 44, observa-se que as mesmas não apresentam *overshoot*. Também é verificado que, para as situações em que o valor de carga no instante de aplicação do degrau é diferente de zero, a curva de corrente estimada se adéqua melhor à curva real.

As curvas de tensão apresentadas nas Figuras 41, 43 e 45 apresentam características semelhantes às mencionadas para as situações representadas nas Figuras 33, 35, 37 e 39.

Os modelos de corrente e tensão para as variações de 5 a 10 kW, 10 a 15 kW e 15 a 20 kW também puderam ser validados pelo cálculo do coeficiente de correlação múltipla, que apresentou valores acima de 0,9 para todas as fases, sendo que, para os modelos de corrente, apresentou valores muito próximos de 1.

Pode-se observar, ainda, que, quando há a inserção de potência no sistema, a tensão decresce instantaneamente e, então, retorna ao valor de referência, conforme a dinâmica do sistema. Já a variação de corrente é diretamente proporcional à variação de carga imposta, isto é, quando aplicado um degrau crescente de potência, a corrente aumenta.

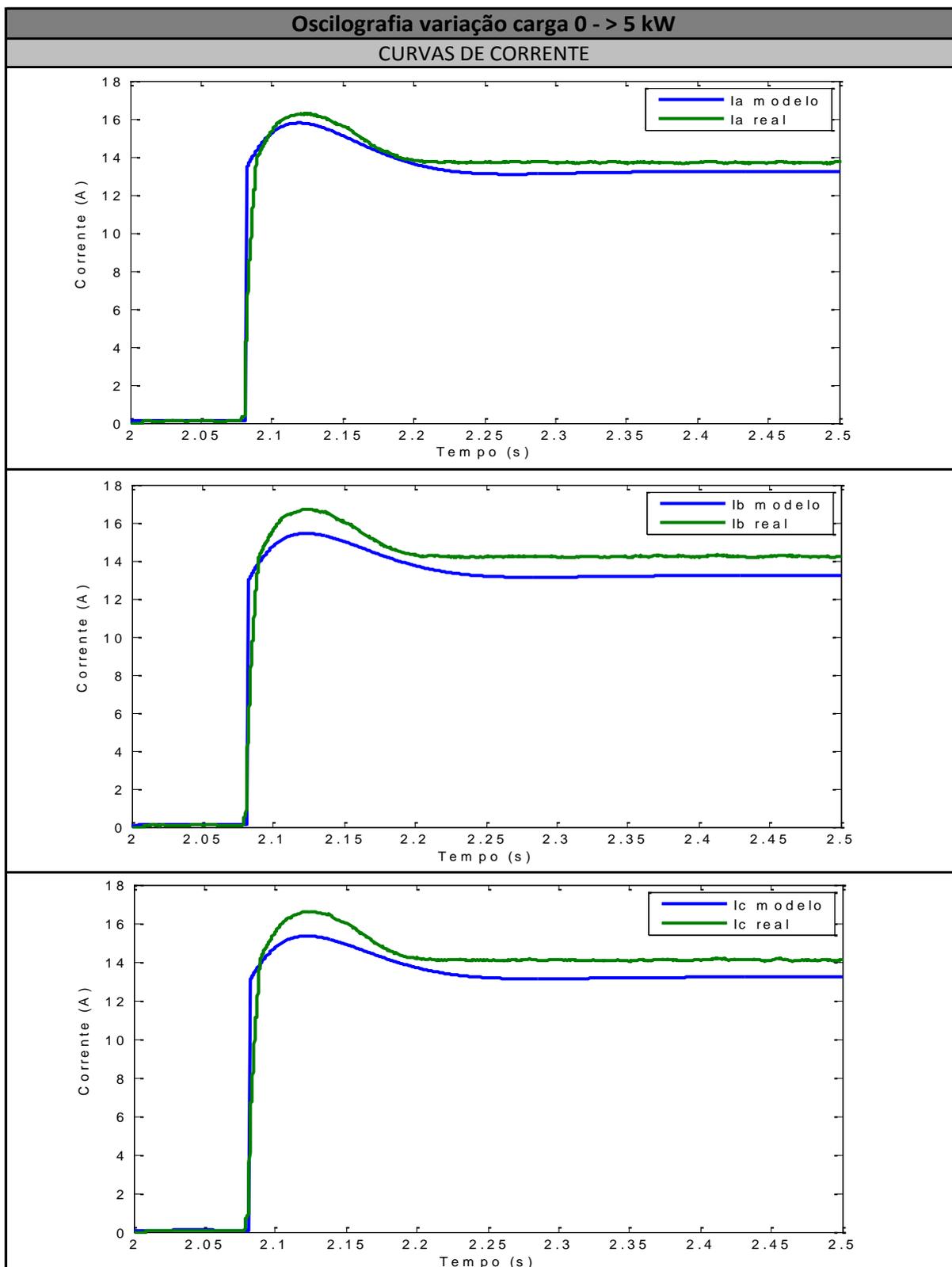


Figura 32 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 5 kW

Fonte: Própria.

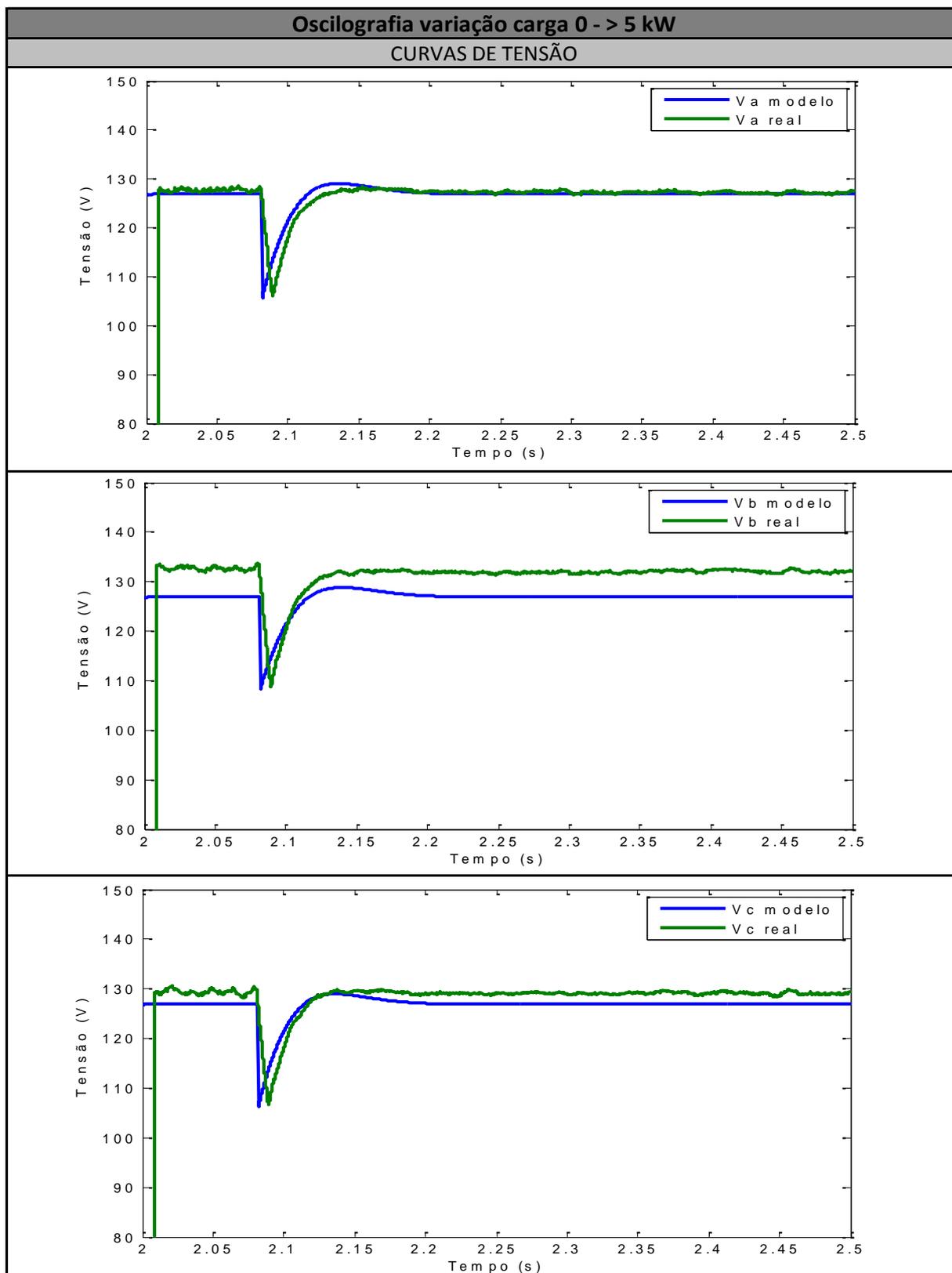


Figura 33 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 5 kW

Fonte: Própria.

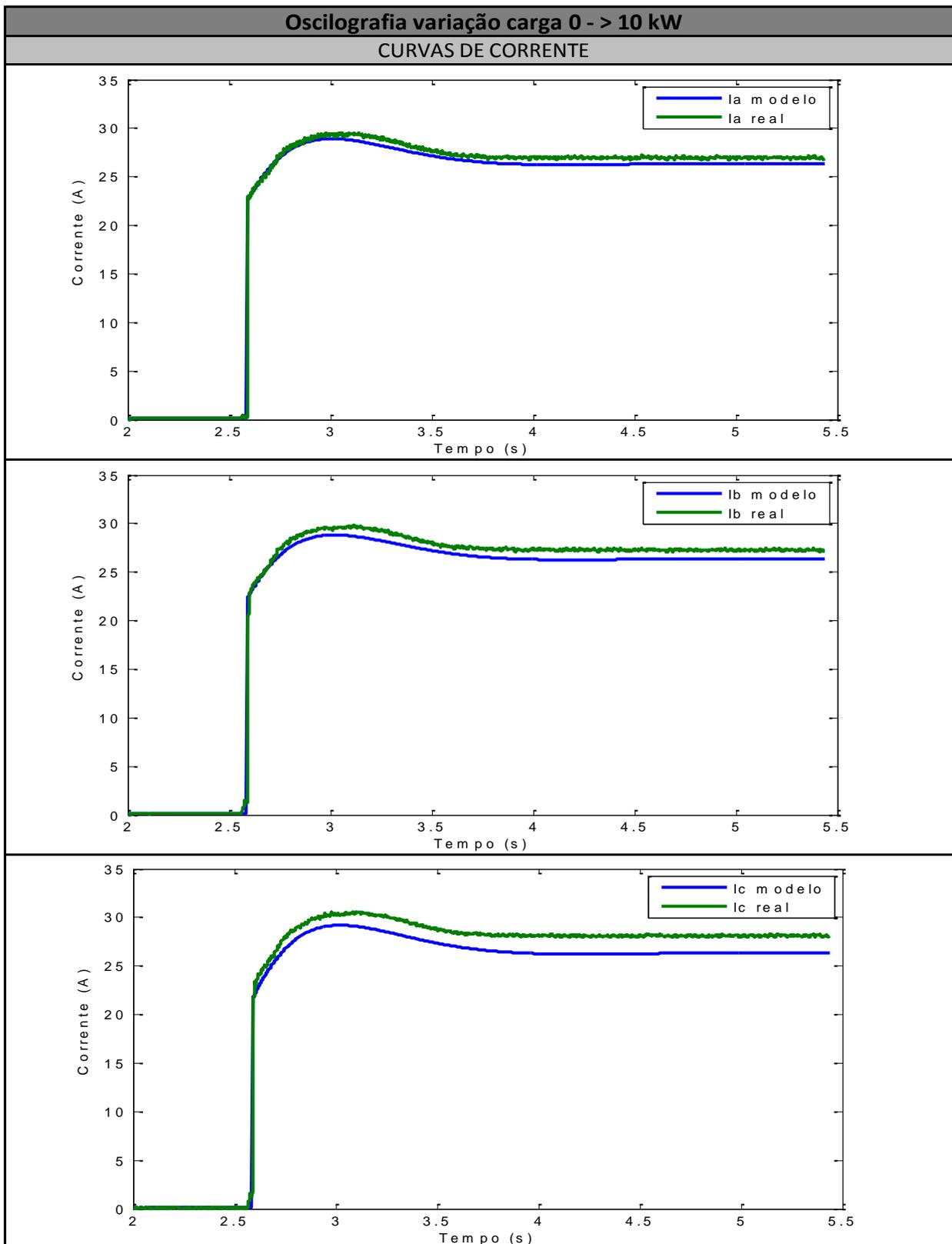


Figura 34 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 10 kW

Fonte: Própria.

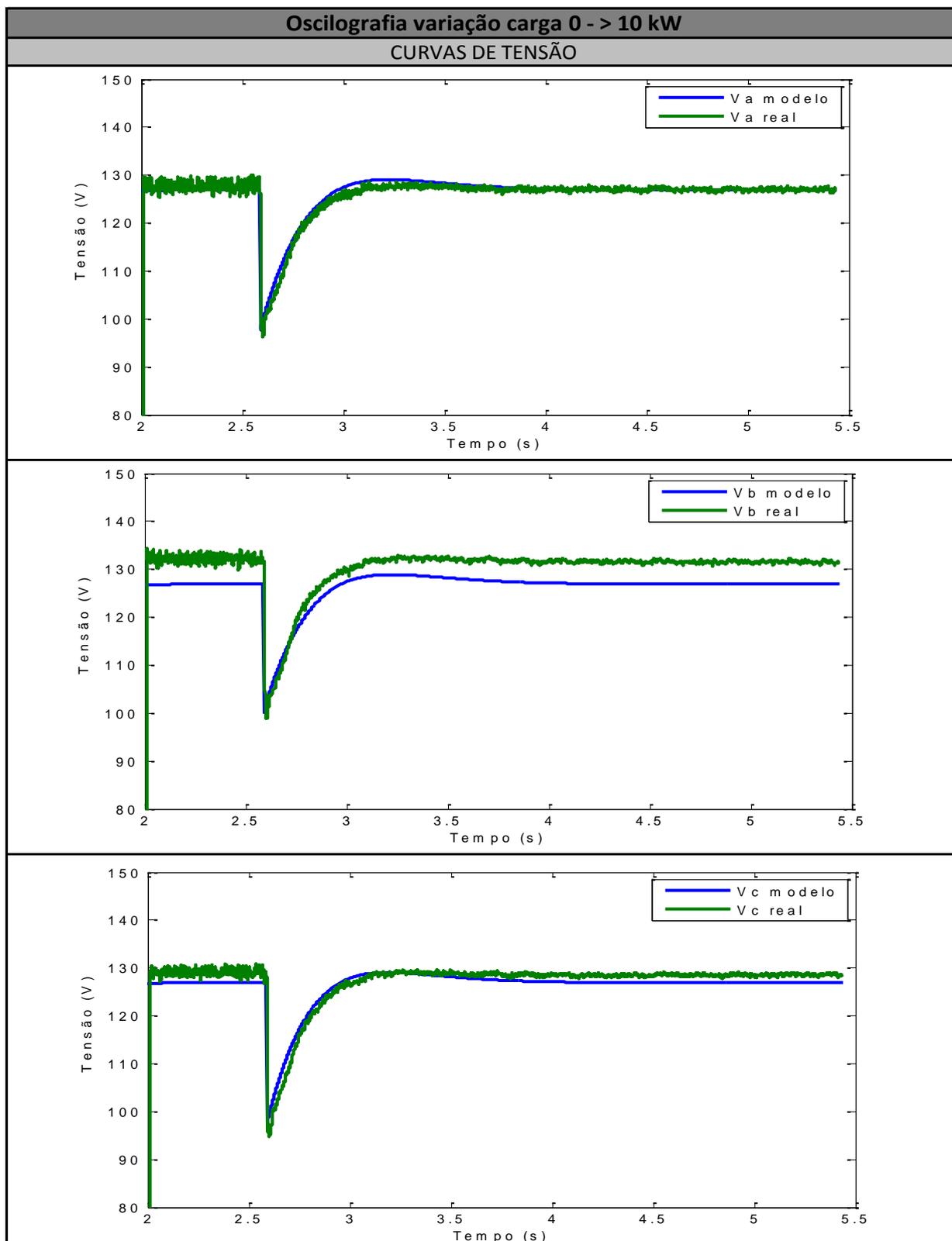


Figura 35 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 10 kW

Fonte: Própria.

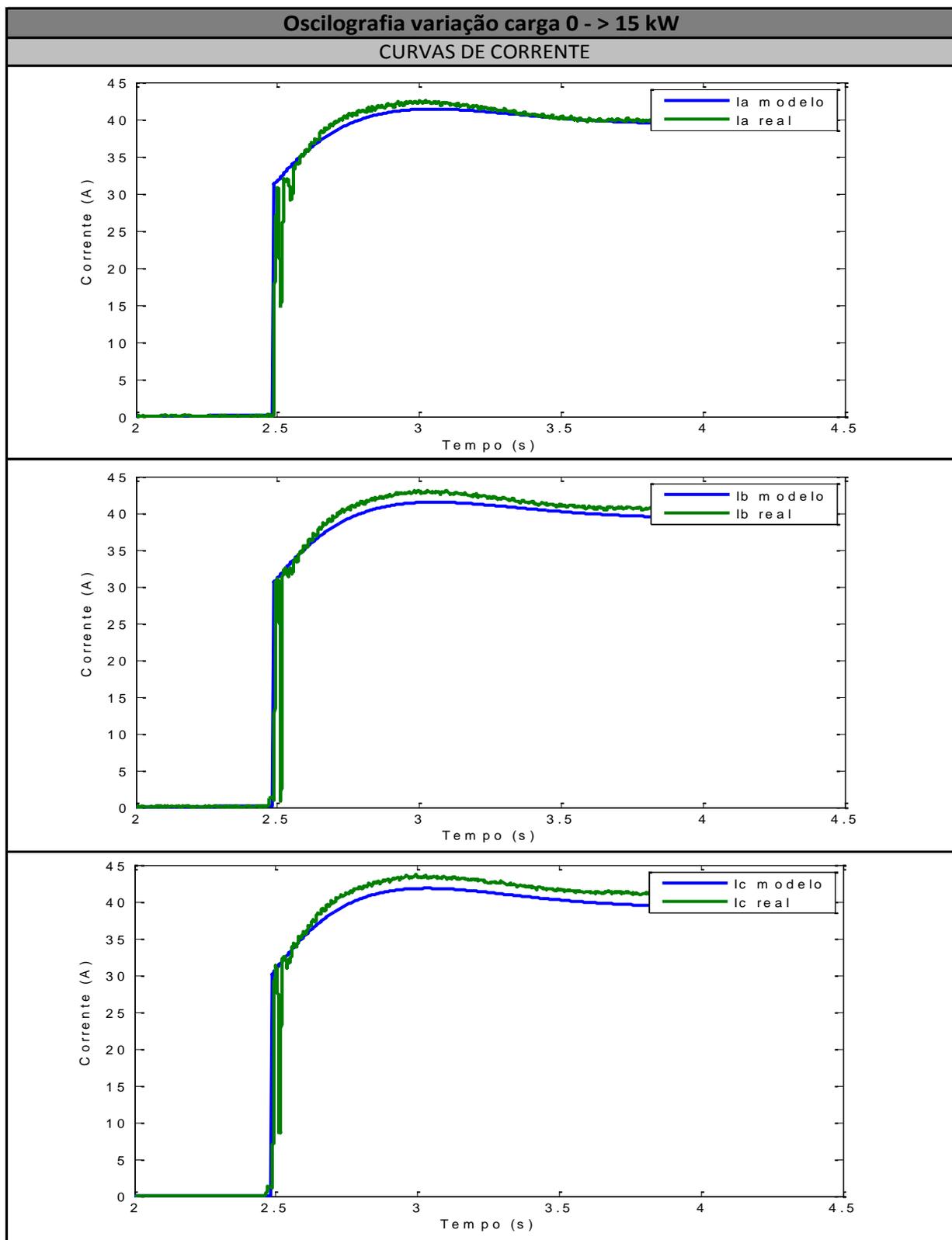


Figura 36 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 15 kW

Fonte: Própria.

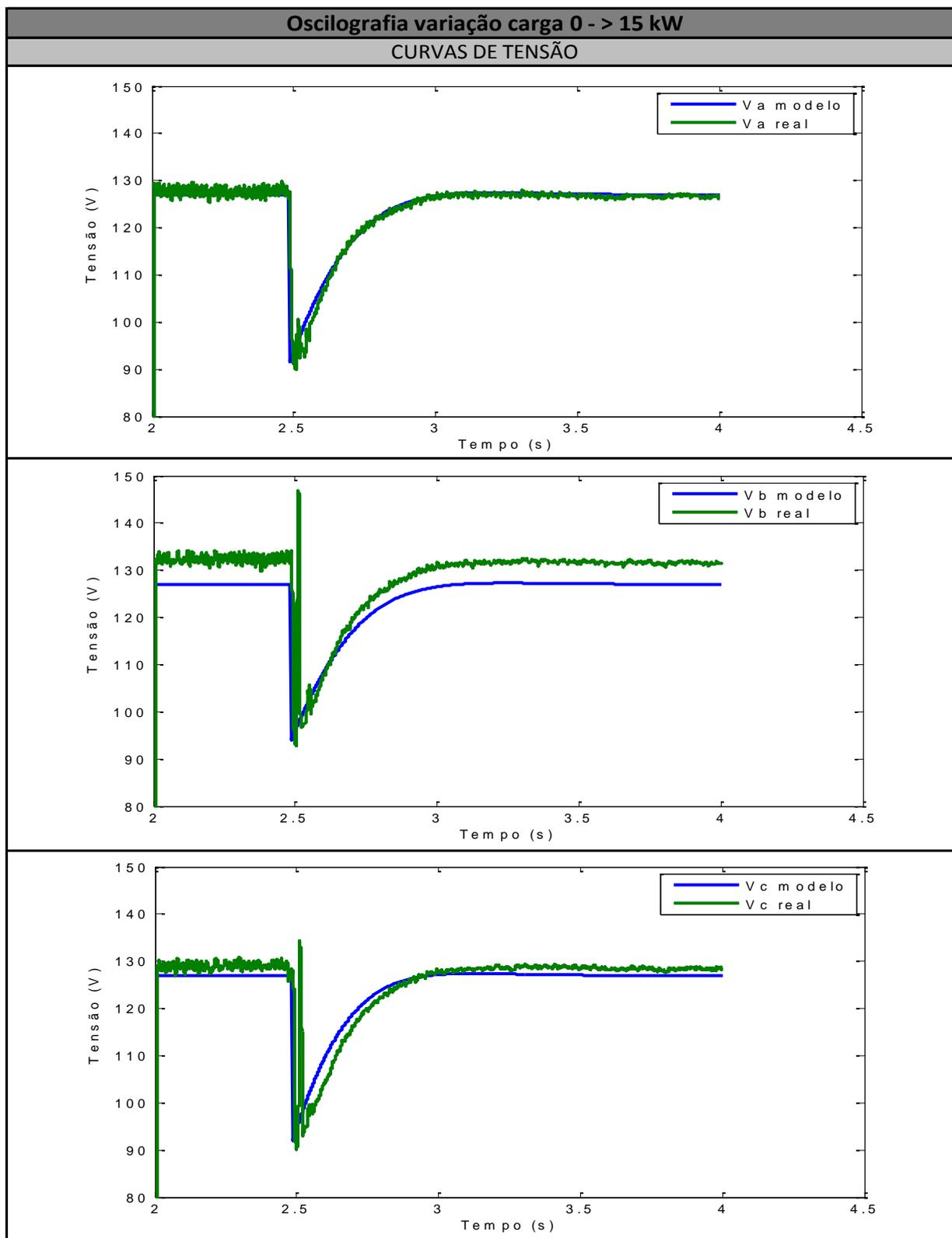


Figura 37 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 15 kW

Fonte: Própria.

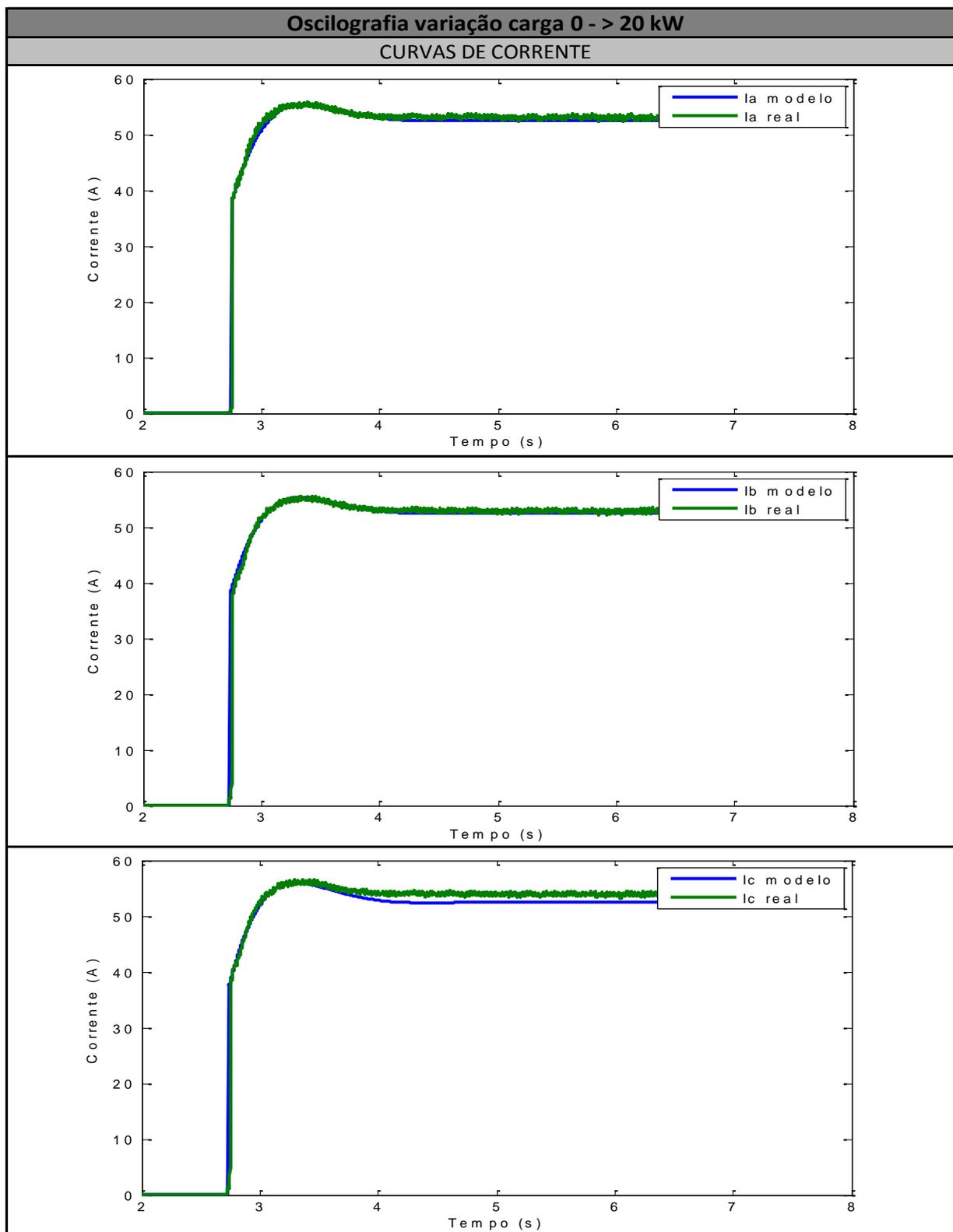


Figura 38 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 20 kW

Fonte: Própria.

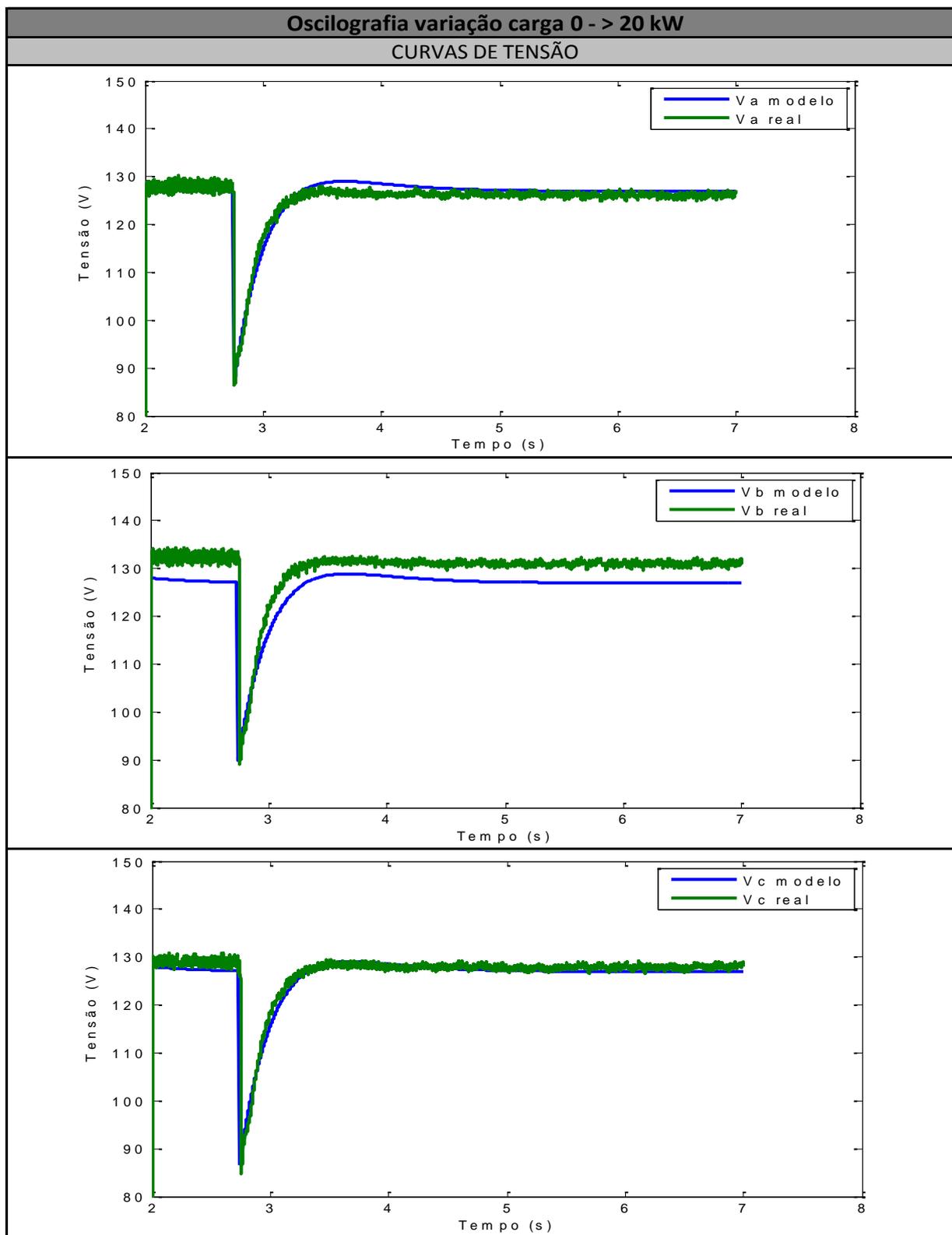


Figura 39 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 0 a 20 kW

Fonte: Própria.

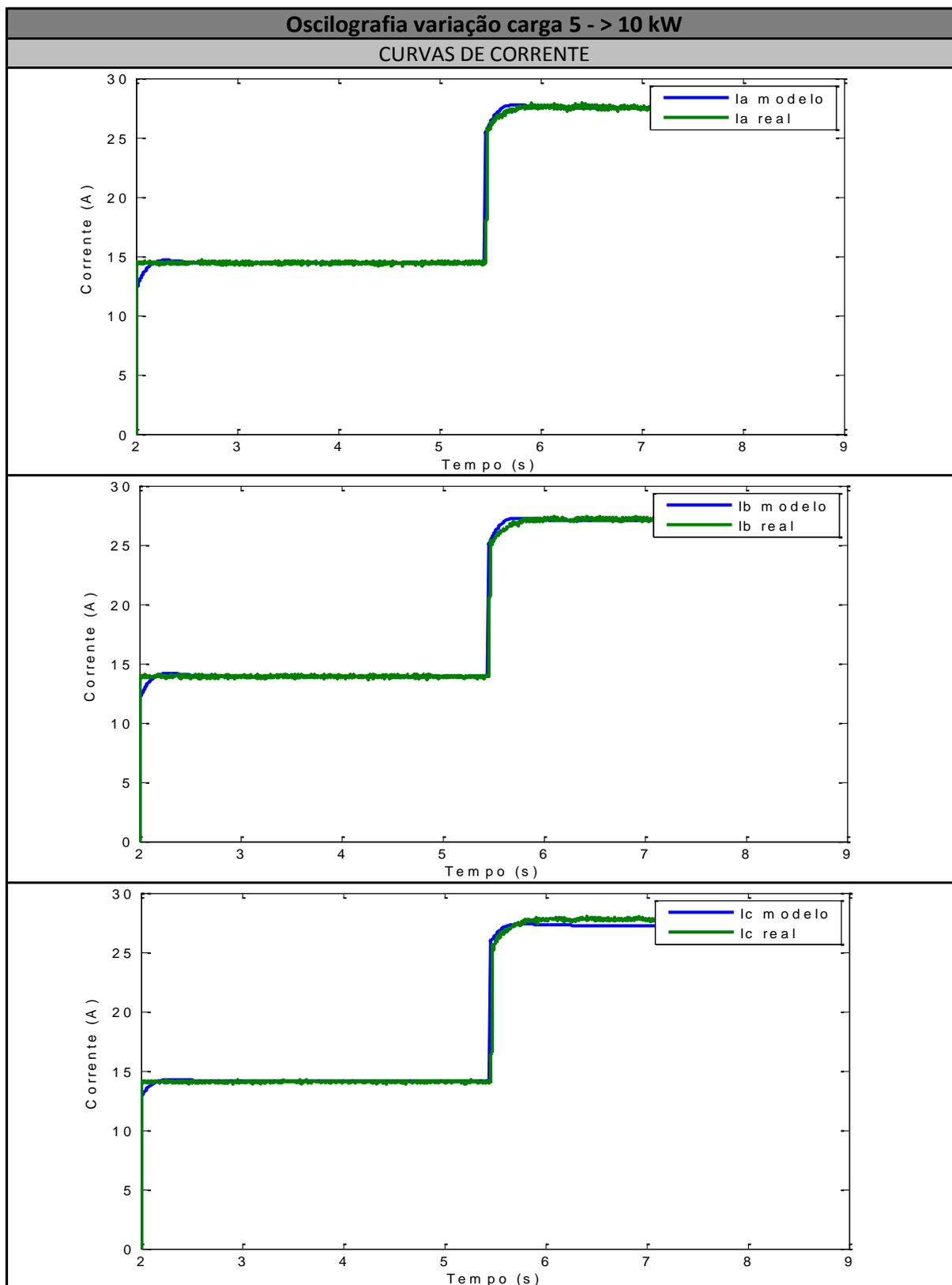


Figura 40 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 10 kW

Fonte: Própria.

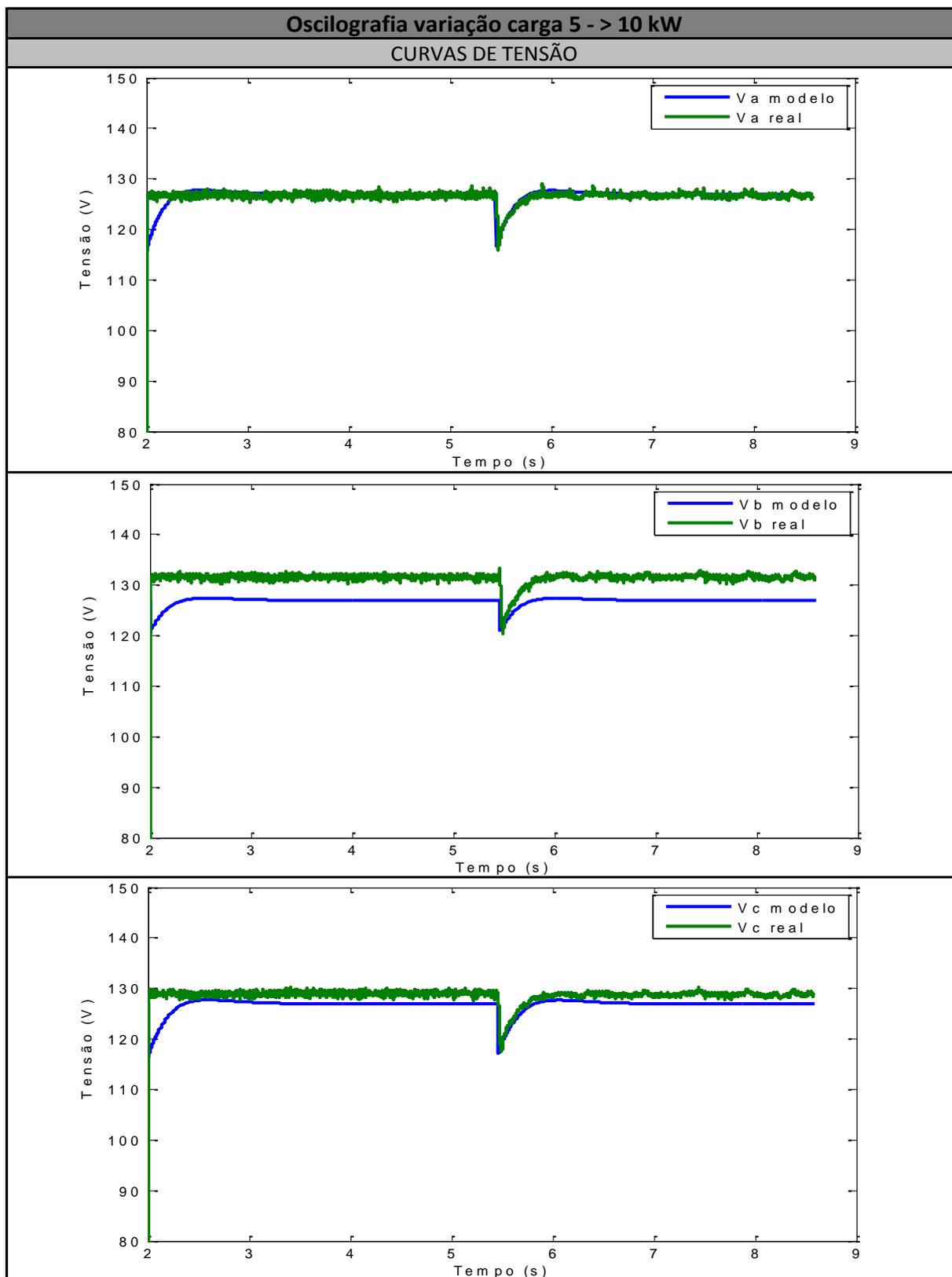


Figura 41 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 10 kW

Fonte: Própria.

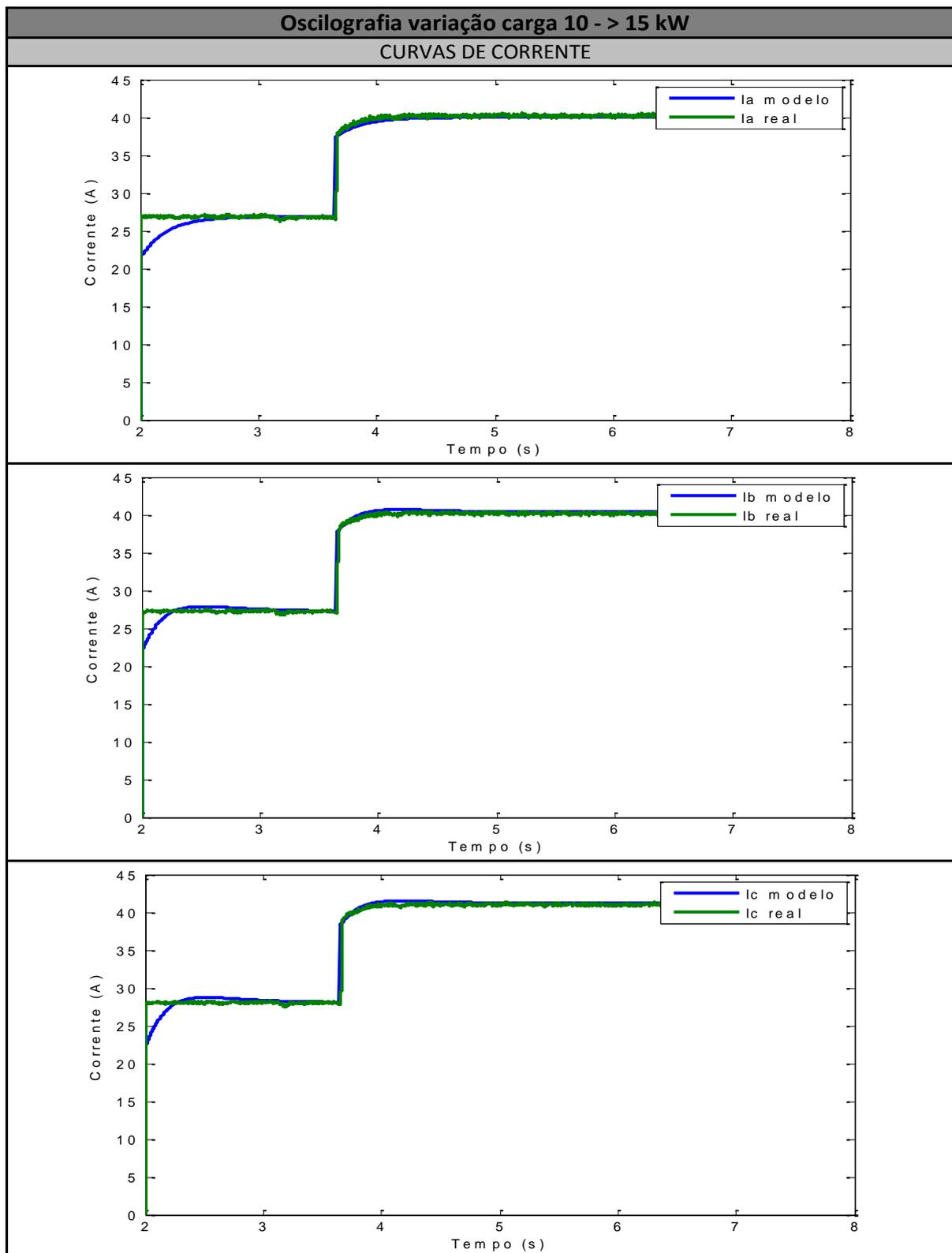


Figura 42 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 15 kW

Fonte: Própria.

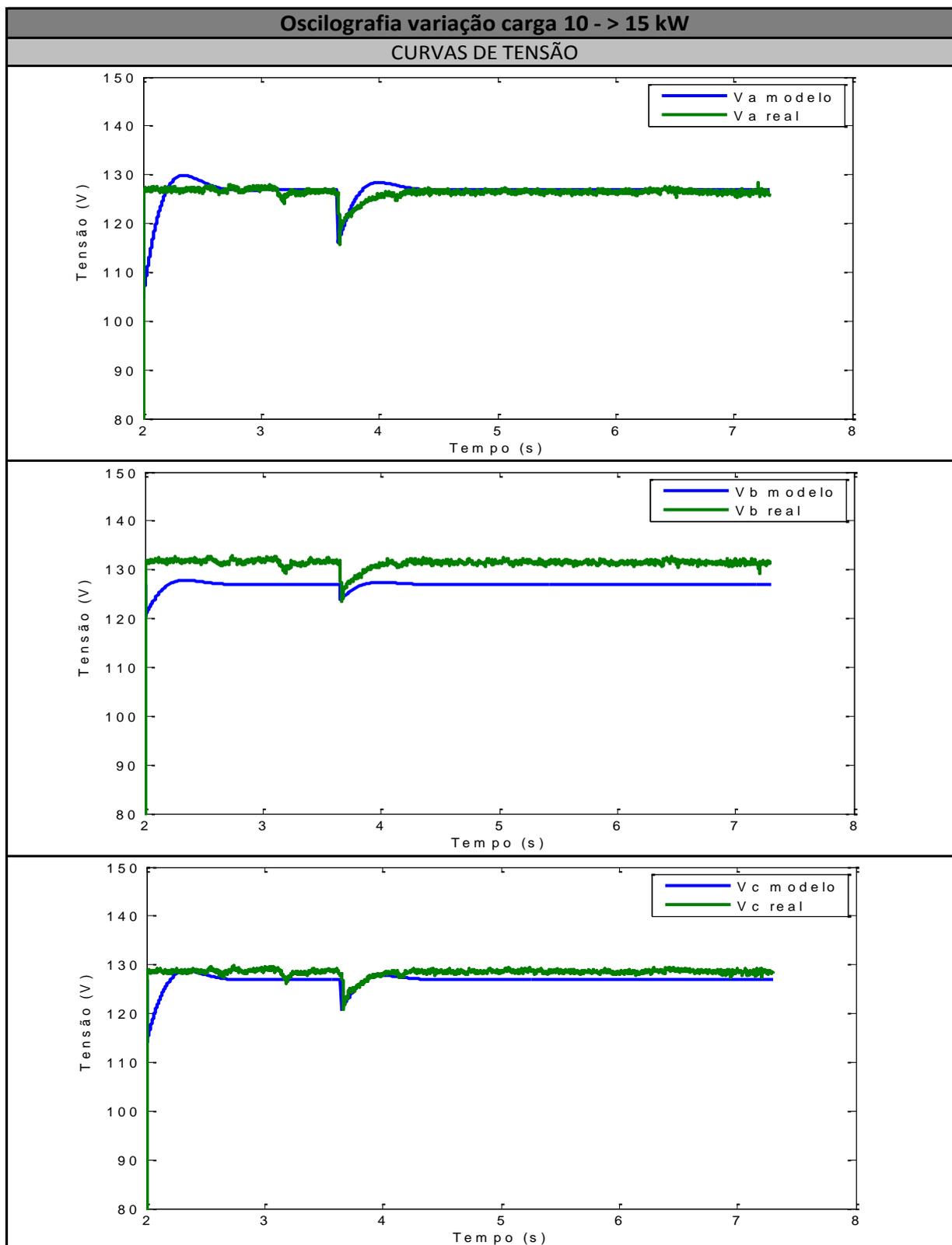


Figura 43 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 15 kW

Fonte: Própria.

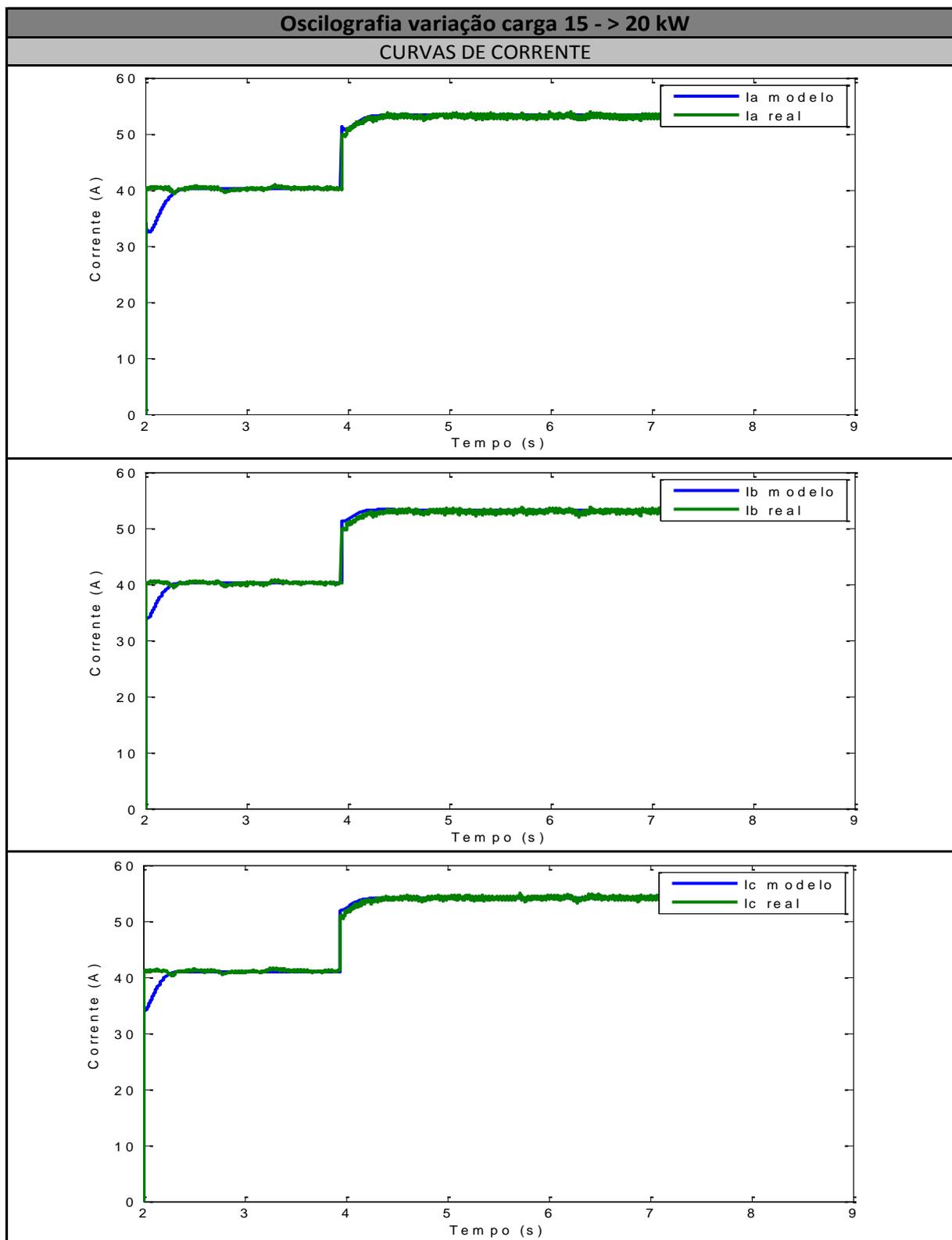


Figura 44 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 20 kW

Fonte: Própria.

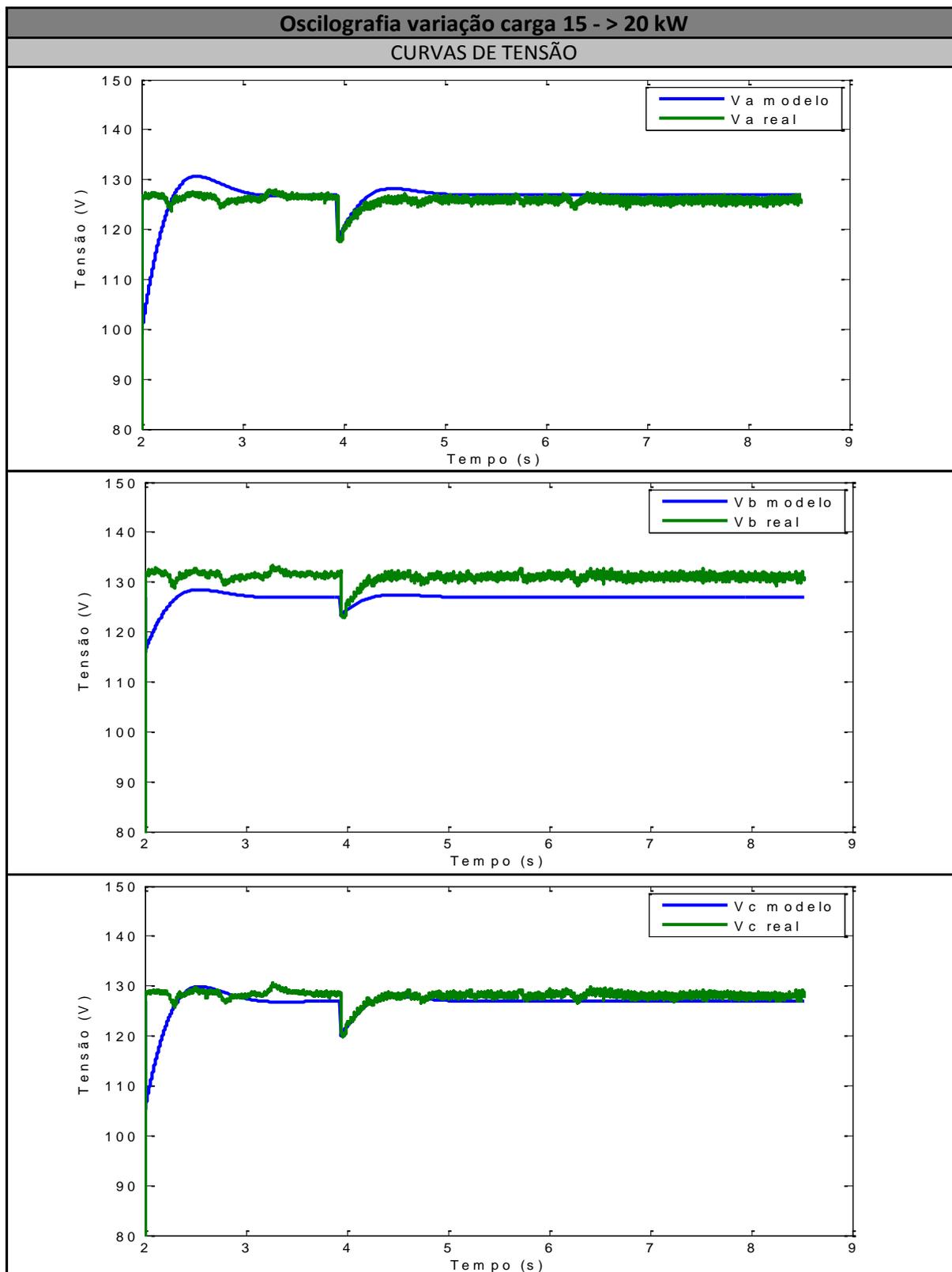


Figura 45 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 20 kW

Fonte: Própria.

As Figuras 46, 48, 50 e 52 apresentam as curvas de corrente do sistema para as variações de carga decrescentes. Na representação da dinâmica de corrente para estas situações, foi utilizada uma FT característica de um sistema de segunda ordem sem zeros, que se mostrou adequada para esta modelagem. Observa-se nestas curvas que a corrente apresenta uma variação que pode ser considerada instantânea, assumindo valor aproximadamente constante após a aplicação do degrau de potência. A variação no valor de corrente é diretamente proporcional à variação de carga ao qual o sistema é submetido. Logo, quando a carga é retirada, é observado um decaimento na curva de corrente.

Todos os modelos obtidos para a dinâmica da corrente quando aplicado degrau de carga decrescente apresentaram valores de R^2 acima de 0,9, indicando que são suficientes para aplicações práticas.

Analisando-se as curvas de tensão, apresentadas nas Figuras 47, 49, 51 e 53, é identificada a presença significativa de ruídos, principalmente na Figura 47, referente à variação de 5 a 0 kW. Por conta disto, os coeficientes de correlação calculados para os modelos de tensão nestas situações apresentam valores relativamente baixos, quando comparados às variações crescentes. No entanto, em uma análise qualitativa dos resultados do modelo, percebe-se que a dinâmica obtida apresenta comportamento semelhante ao real, sendo o modelo obtido, portanto, adequado aos propósitos deste trabalho.

Como pode ser observado nas Figuras 47, 49, 51 e 53, quando a carga é retirada do sistema, a tensão cresce instantaneamente e, posteriormente, retorna ao valor de referência, seguindo a dinâmica do sistema.

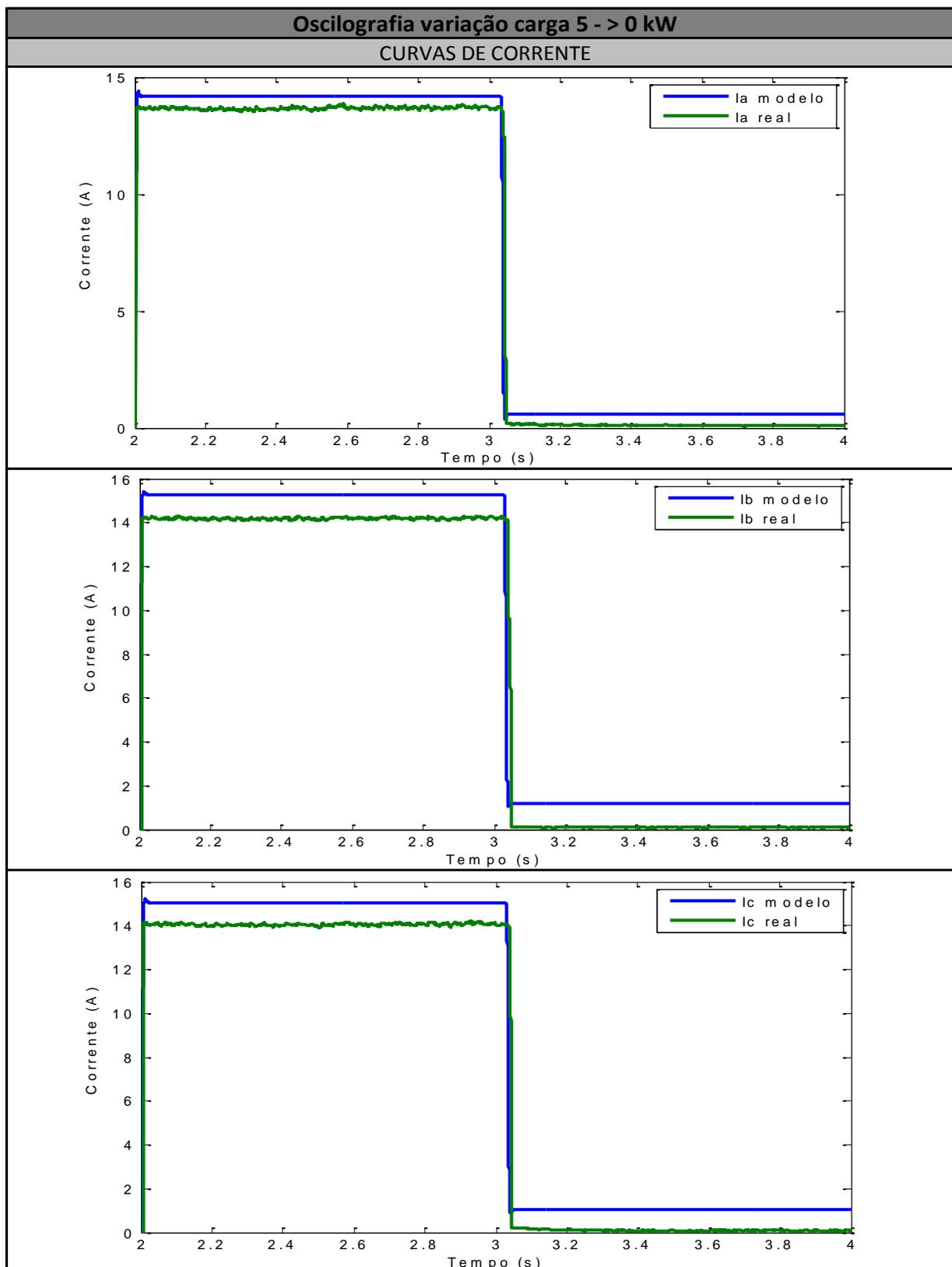


Figura 46 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 0 kW

Fonte: Própria.

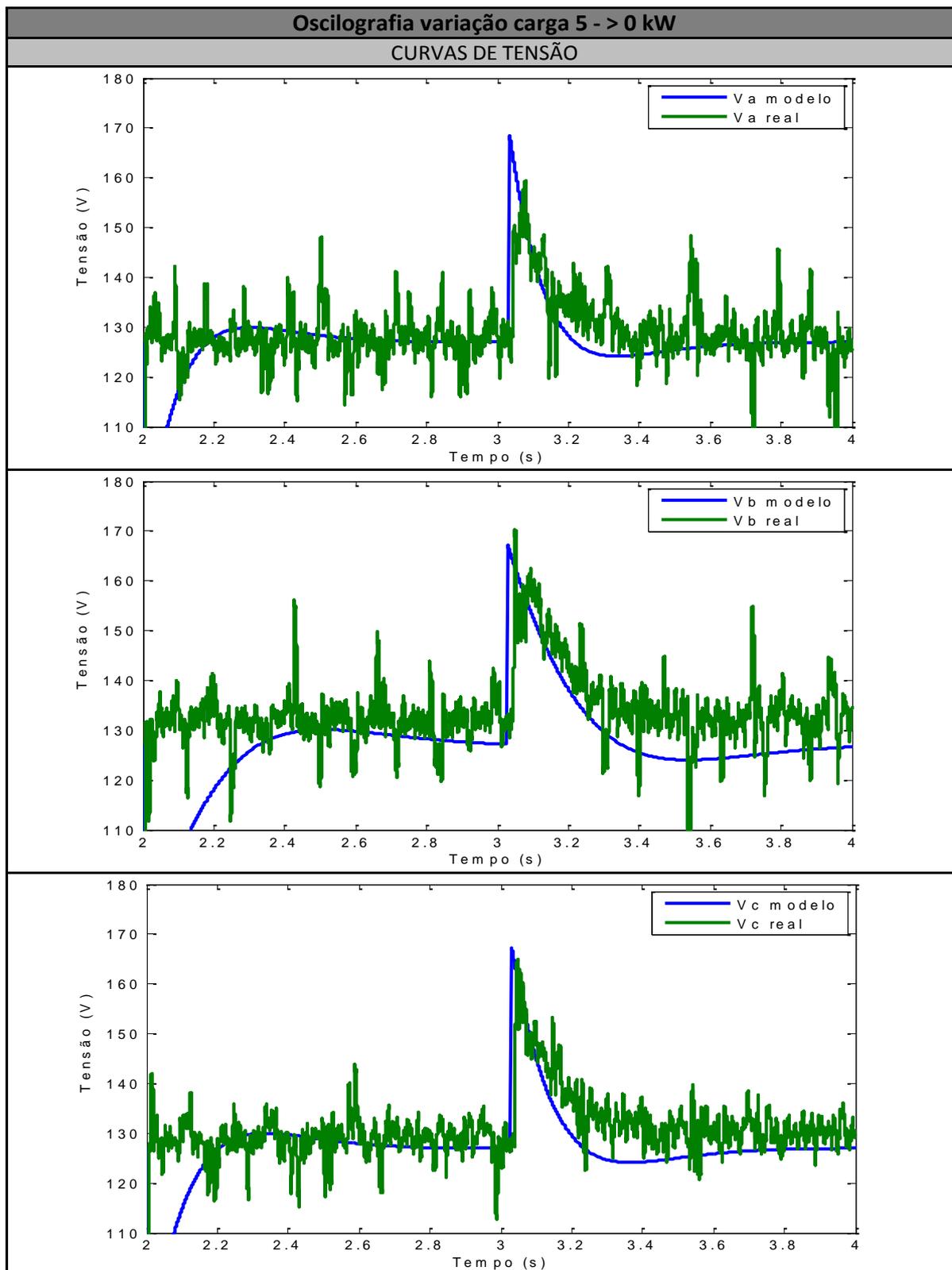


Figura 47 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 0 kW

Fonte: Própria.

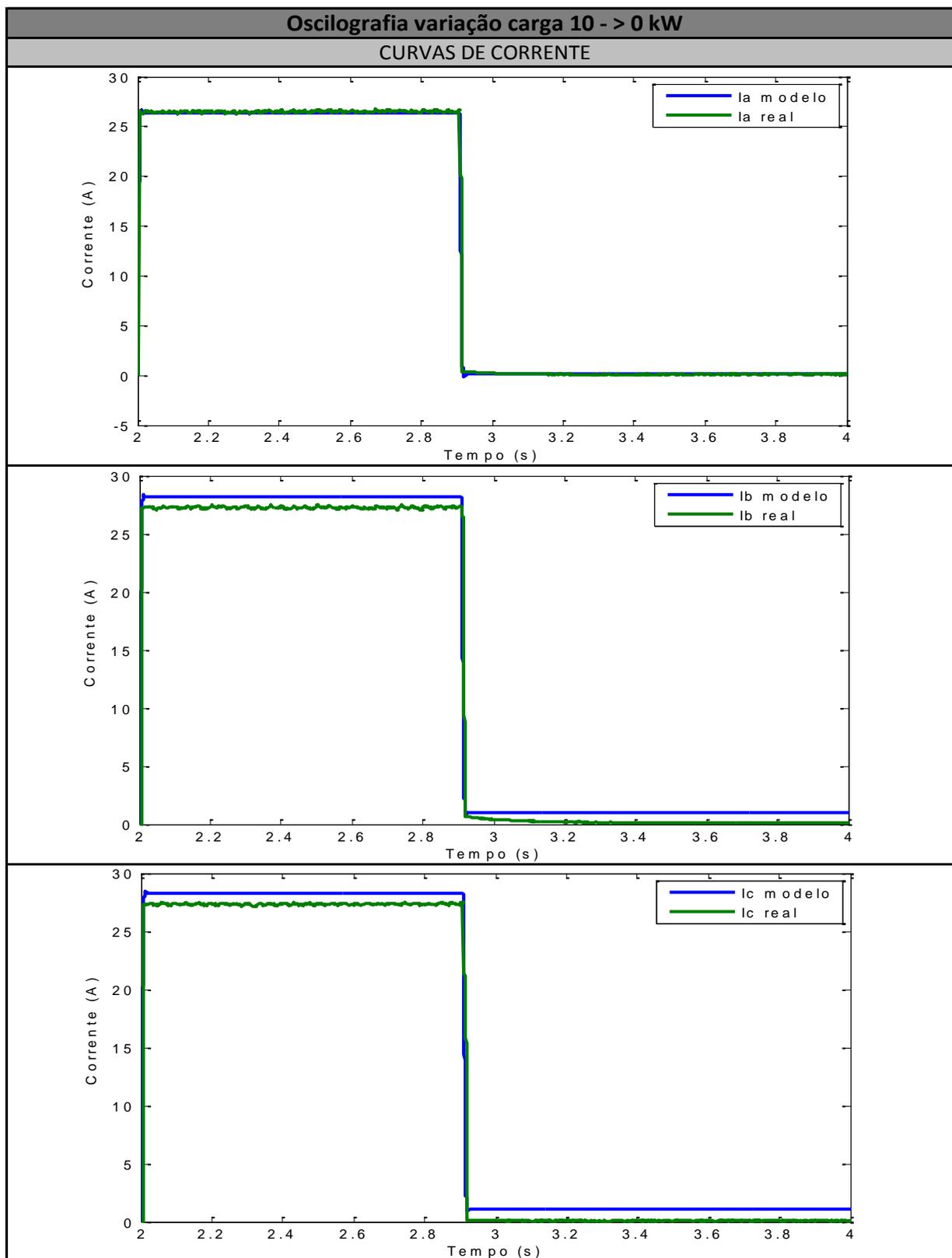


Figura 48 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 0 kW

Fonte: Própria.

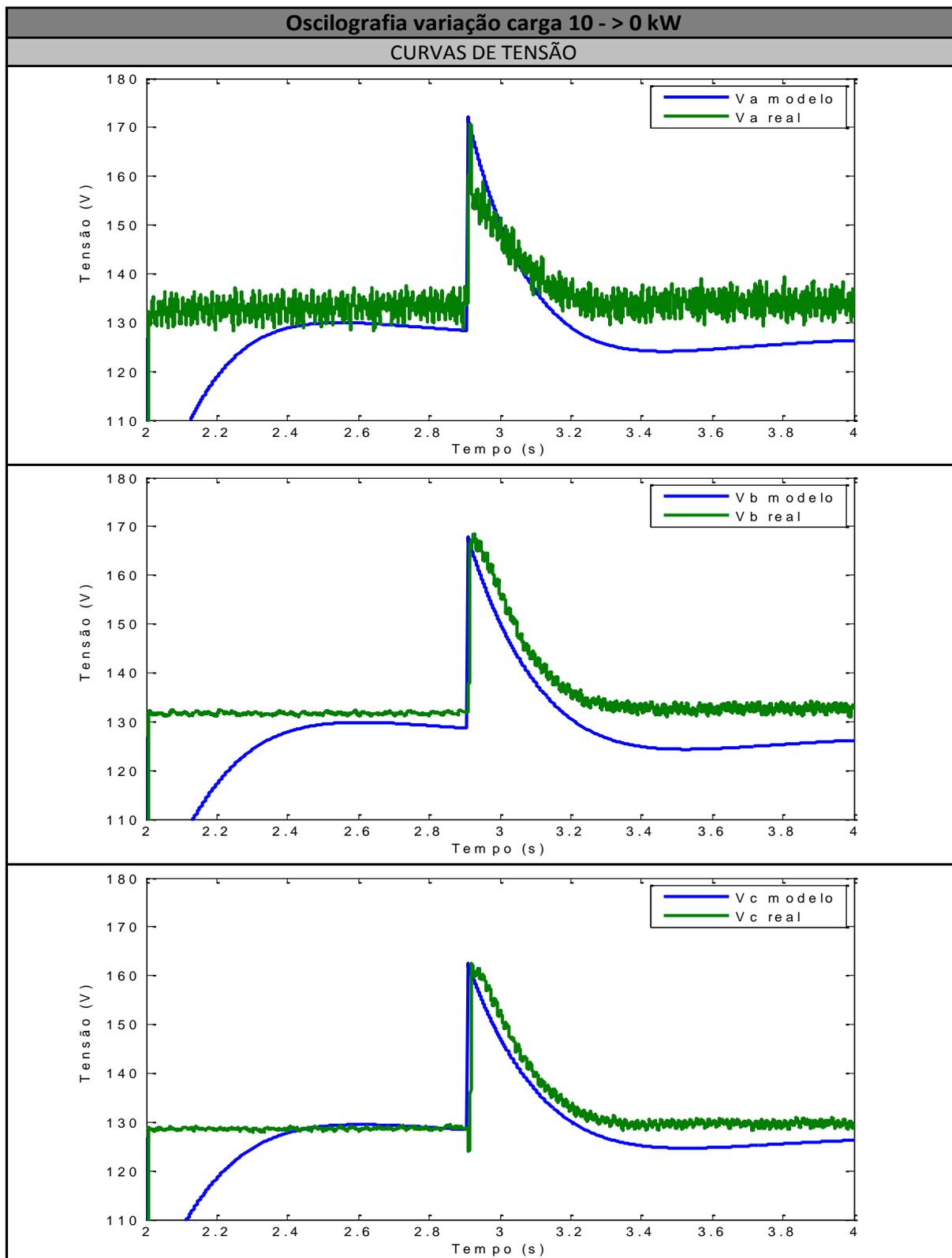


Figura 49 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 0 kW

Fonte: Própria.

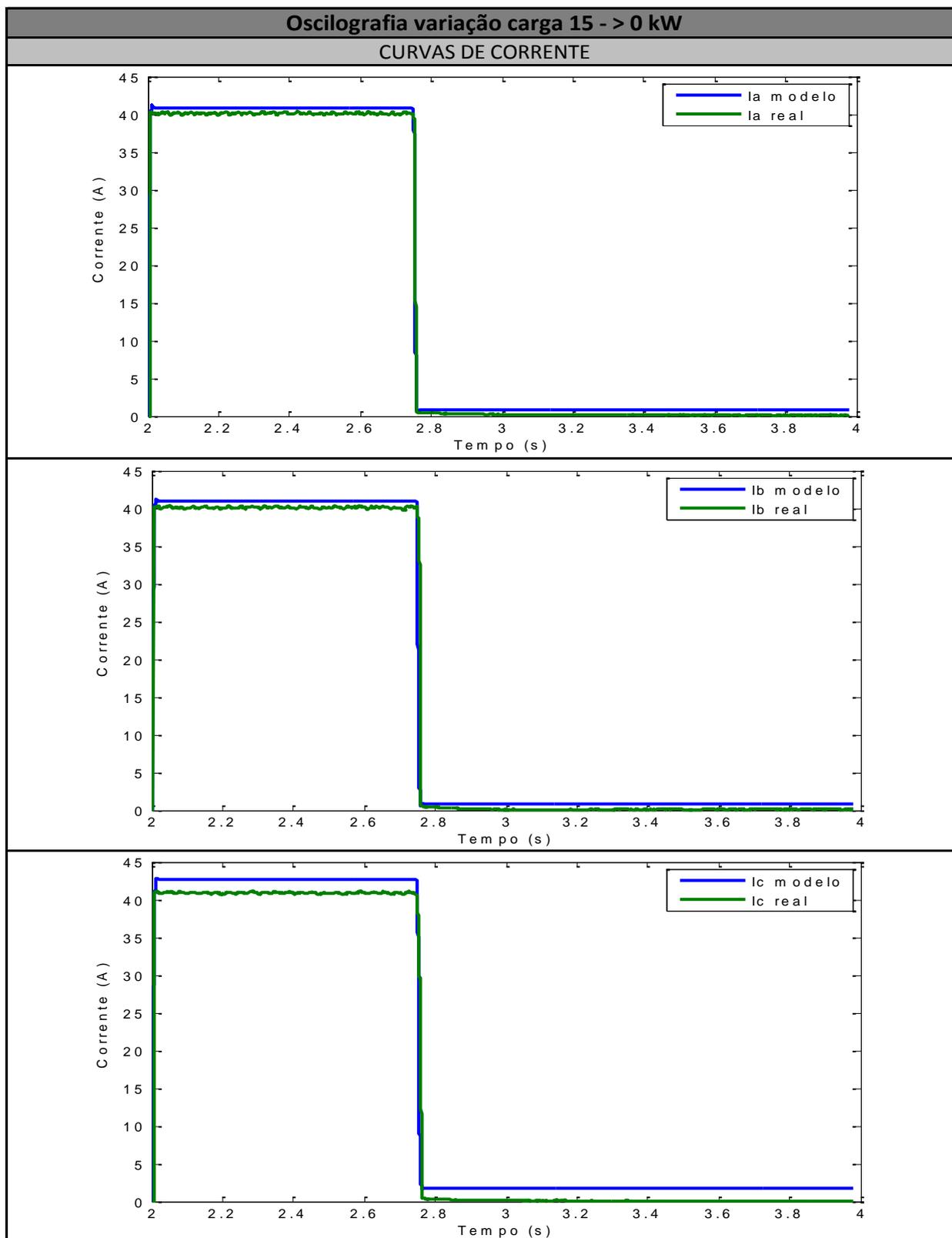


Figura 50 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 0 kW

Fonte: Própria.

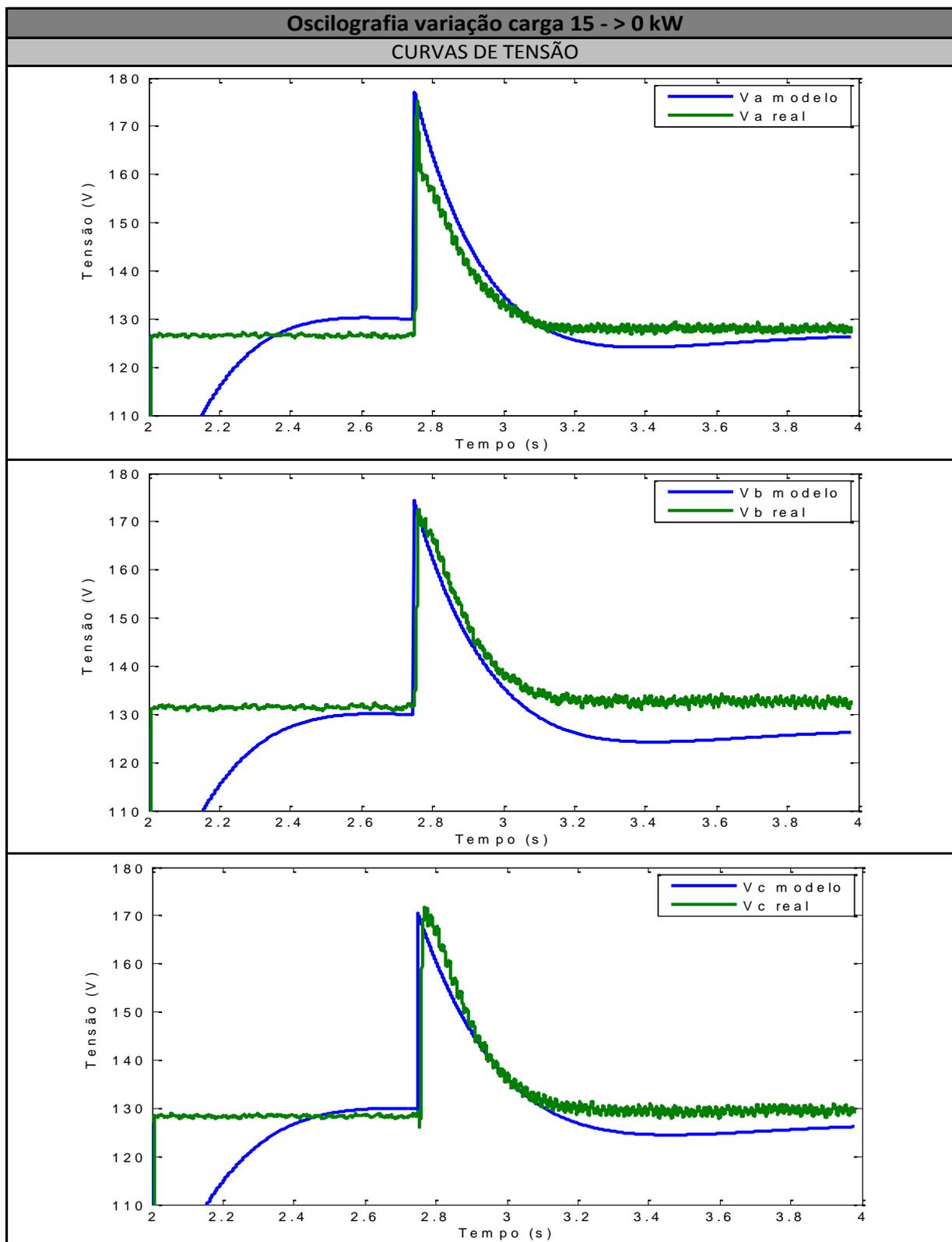


Figura 51 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 0 kW

Fonte: Própria.

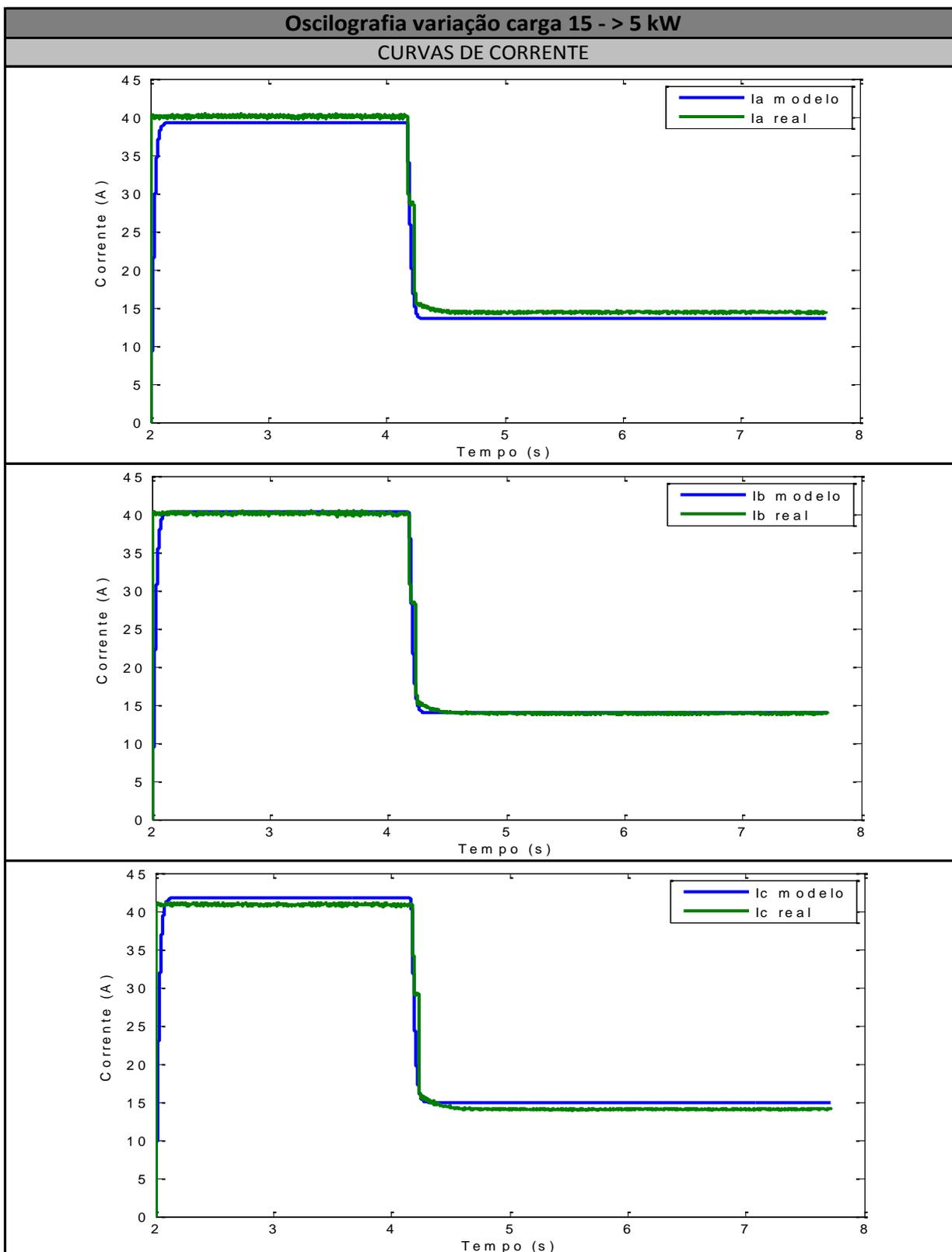


Figura 52 - Curvas de corrente eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 5 kW

Fonte: Própria.

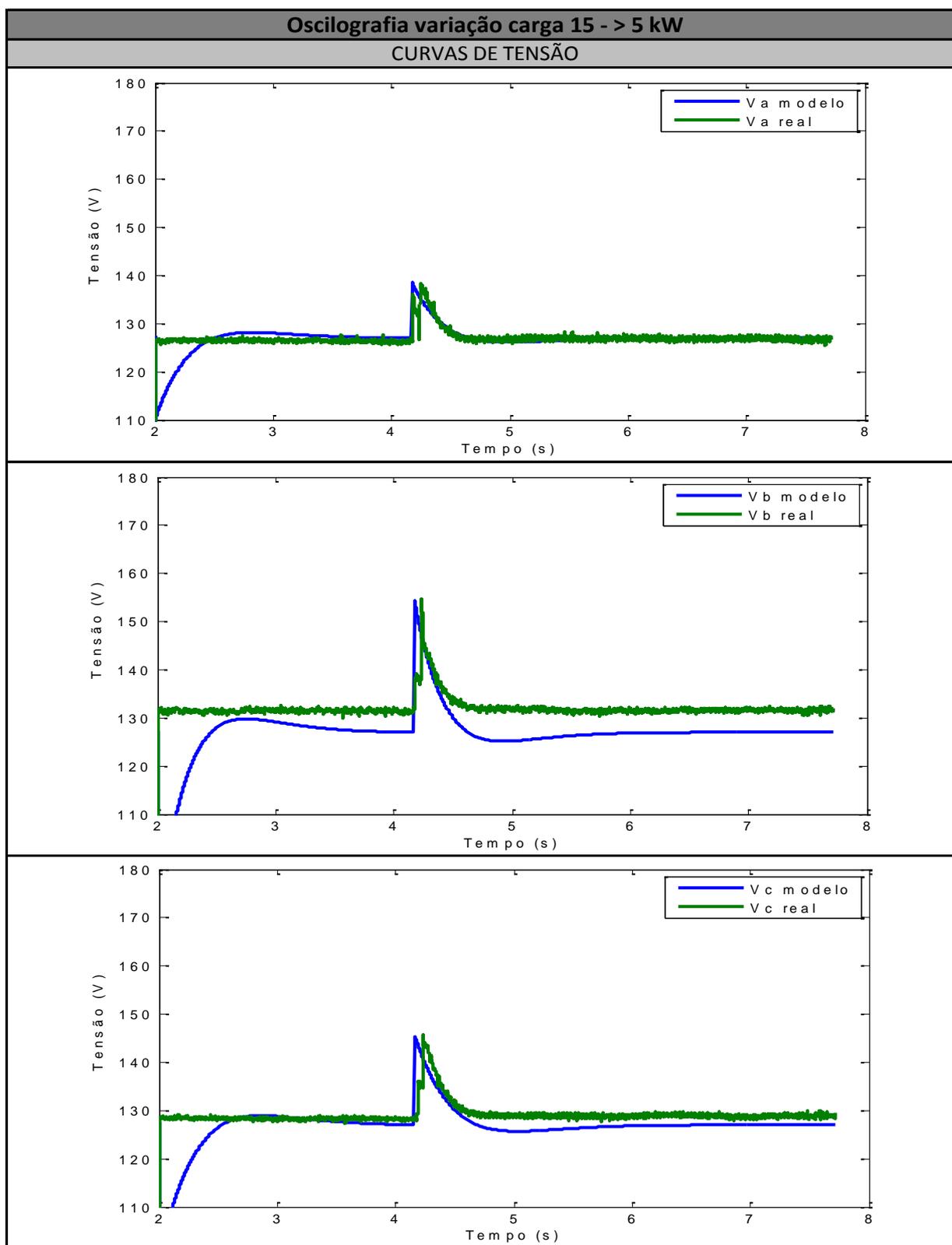


Figura 53 - Curvas de tensão eficaz real e estimada nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 5 kW

Fonte: Própria.

5 MODELO ELETROMECAÂNICO

O modelo eletromecânico consiste em um modelo mais complexo que o *black-box*, em que, além de considerar as variáveis elétricas na saída da microturbina, são consideradas também variáveis mecânicas frente a variações de carga. Para a obtenção deste modelo, são necessários registros da dinâmica de grandezas elétricas e físicas próprias da microturbina.

Nas seções seguintes, serão abordados os principais conhecimentos necessários que fundamentam o desenvolvimento do modelo eletromecânico.

5.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O modelo desenvolvido neste trabalho baseia-se na configuração de uma MT apresentada de forma simplificada na Figura 54. Neste esquema, estão representados os componentes que foram considerados para a elaboração do modelo e simulação, sendo eles um turbogerador, um retificador bidirecional trifásico (entre a saída do gerador e o barramento CC) e um inversor (entre o barramento CC e a carga).

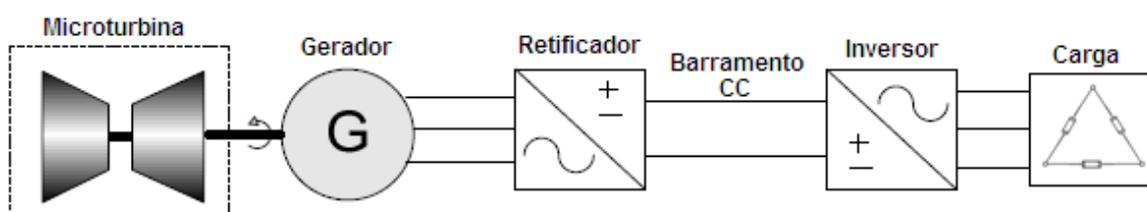


Figura 54 - Esquema simplificado da configuração de uma MT

Fonte: NREL (2008, p.27).

Na prática, as MTs apresentam, ainda, um dispositivo de armazenamento de energia, conectado ao barramento CC por meio de um conversor CC/CC. Durante a partida da MT, é necessária energia inicial para que a turbina vença a inércia e inicie seu movimento de rotação. Esta energia pode ser obtida da própria rede da

concessionária, quando operando em modo conectado à rede, ou de um dispositivo de armazenamento de energia, que pode ser uma bateria ou um arranjo de capacitores. Quando a MT opera conectada à rede, este dispositivo de armazenamento pode ser desconectado do barramento CC no momento da partida; quando opera de forma isolada, o mesmo constitui a fonte de energia inicial para a partida da MT (CAPSTONE, 2003, p.8).

Este dispositivo atua também quando ocorre aumento da carga demandada da MT. Nesta situação, o sistema de controle que comanda o processo de carga e descarga do dispositivo armazenador atua para suprir a energia demandada no transitório inicial de carga. Suprido este transitório inicial, o sistema de controle de combustível, que tem uma dinâmica mais lenta quando comparada à dinâmica do armazenador, atua no turbogerador para suprir a energia restante. Após o turbogerador atingir o fornecimento de potência demandada pela carga, a bateria ou capacitor volta a ser recarregado (CAPSTONE, 2003, p.30).

Para o desenvolvimento do modelo proposto neste trabalho, o dispositivo de armazenamento de energia foi desconsiderado, para fins de simplificação do modelo e da simulação.

A MT e seus dispositivos possuem diversos sistemas de controle implementados para obter na saída o comportamento esperado. Os principais sistemas considerados consistem em três malhas de controle básicas para o controle da MT e dos sistemas de eletrônica de potência associados. A primeira malha tem a finalidade de controlar a velocidade do gerador, e depende de parâmetros relacionados a diversos componentes do sistema da MT, tais como a posição da válvula, o tempo de resposta da câmara de combustão, a descarga do compressor e a expansão na turbina (NREL, 2008, p.32).

O sistema de controle do gerador consiste em um regulador de velocidade, que ajusta a velocidade de forma que o torque seja constante, através do controle da entrada de combustível na turbina (NREL, 2008, p.32).

A segunda malha de controle tem a finalidade de regular a tensão no barramento CC, através do controle do retificador, seguindo uma tensão contínua de referência definida. Consiste em um controlador PI, que atua sobre o erro entre a tensão de referência e a tensão medida no barramento CC, e fornece o sinal de saída PWM necessário para o chaveamento do retificador trifásico.

Quando a MT opera conectada à rede, uma terceira malha de controle atua no inversor para regular o fluxo de potência (NREL, 2008, p.32). Esta malha também atua de forma a manter a tensão de saída em um valor constante, quando a MT opera desconectada da rede.

5.2 DESENVOLVIMENTO DO MODELO ELETROMECAÂNICO

Para o desenvolvimento do modelo eletromecânico foram consideradas as seguintes estruturas do sistema da MT: gerador síncrono de ímã permanente, retificador bidirecional trifásico, barramento CC, inversor trifásico, filtro de saída e carga resistiva trifásica.

O modelo desenvolvido foi feito com base na configuração do sistema da MT apresentada na Figura 55.

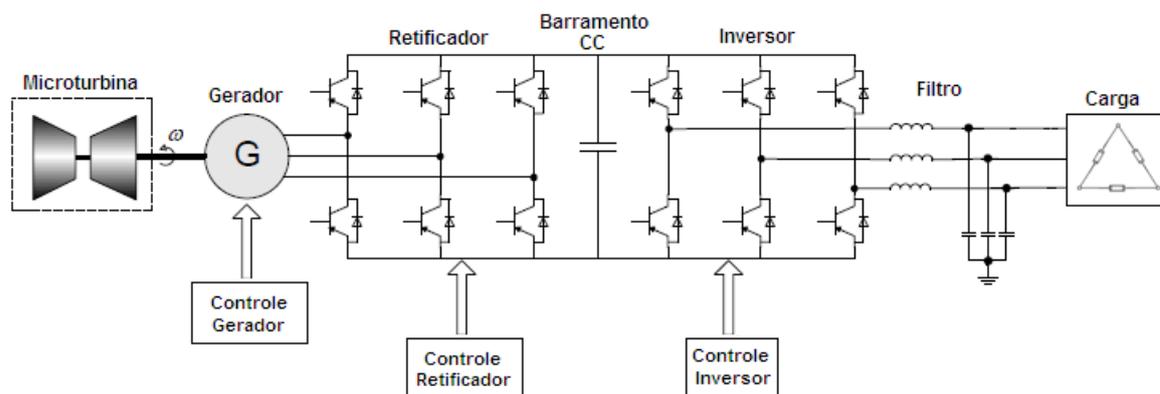


Figura 55 - Modelo generalizado da interface de eletrônica de potência e do controle do sistema da MT

Fonte: Adaptado de NREL (2008, p.31) e Capstone (2003, p.11).

5.2.1 Gerador e Turbina

Segundo Tibola (2009, p.44), o torque mecânico (T_{mec}) gerado pela máquina síncrona é definido pela relação entre a potência mecânica (P_{mec}) e a velocidade angular (ω), conforme apresentado na equação (54).

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega} \quad (54)$$

Foram analisados os dados referentes a valores de potência e velocidade de rotação do gerador síncrono da MT, obtidos dos ensaios na planta piloto. A partir da equação (54), calculou-se o valor do torque para cada nível de potência elétrica considerada, conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Valores de potência elétrica, velocidade de rotação e torque do gerador síncrono da MT Capstone C30

| P (kW) | ω (rpm) | Torque (N.m) |
|--------|----------------|--------------|
| 0 | 45.000 | 0 |
| 5 | 62.960 | 0,52 |
| 10 | 75.120 | 1,05 |
| 15 | 84.050 | 1,57 |
| 20 | 91.360 | 2,09 |

Analisando-se a curva construída a partir destes dados, apresentada na Figura 56, observa-se que a relação entre a potência e a velocidade de rotação pode ser aproximada por uma reta. Ajustou-se, portanto, uma função linear ao conjunto de pontos apresentados na Tabela 8, utilizando-se o método dos mínimos quadrados. Obteve-se a função linear apresentada em (55), cujo gráfico também é apresentado na Figura 56.

$$P = 2276,2\omega + 48936 \quad (55)$$

A fim de validar a linearização da curva real, foi calculado o coeficiente de correlação múltipla R^2 , obtendo-se o valor de 0,9666, ou seja, a função apresentada em (55) é adequada para representar a relação entre potência e velocidade angular do gerador. Com base nesta análise, pode-se considerar que o gerador da MT possui torque constante, logo, o controle a ser desenvolvido deve atuar sobre a velocidade de rotação do gerador, por meio de um controlador de ação proporcional-integral. Na prática, o ajuste da velocidade se dá através do controle da vazão de combustível que é injetado na câmara de combustão da MT.

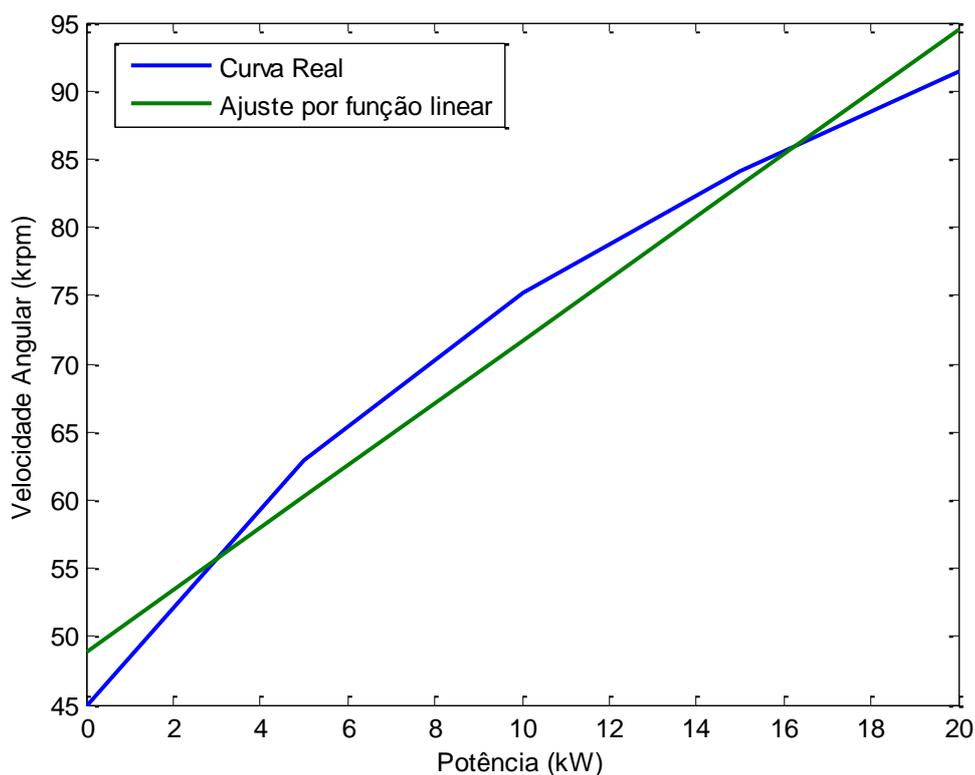


Figura 56 - Relação potência – torque do gerador síncrono da MT

Fonte: Própria.

Para o desenvolvimento da simulação, a estratégia de controle utilizada foi desenvolvida com base na estrutura apresentada na Figura 57.

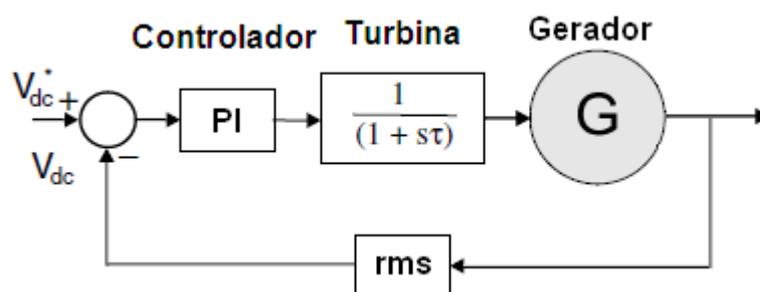


Figura 57 - Modelo de controle do gerador síncrono

Fonte: Adaptado de Farret e Simões (2006, p.226).

Segundo Farret e Simões (2006, p.226), a dinâmica da velocidade da turbina pode ser representada por meio de uma função de transferência de primeira ordem. Esta função foi obtida com base na curva velocidade angular-tempo, gerada a partir de dados de ensaios, apresentada na Figura 58.

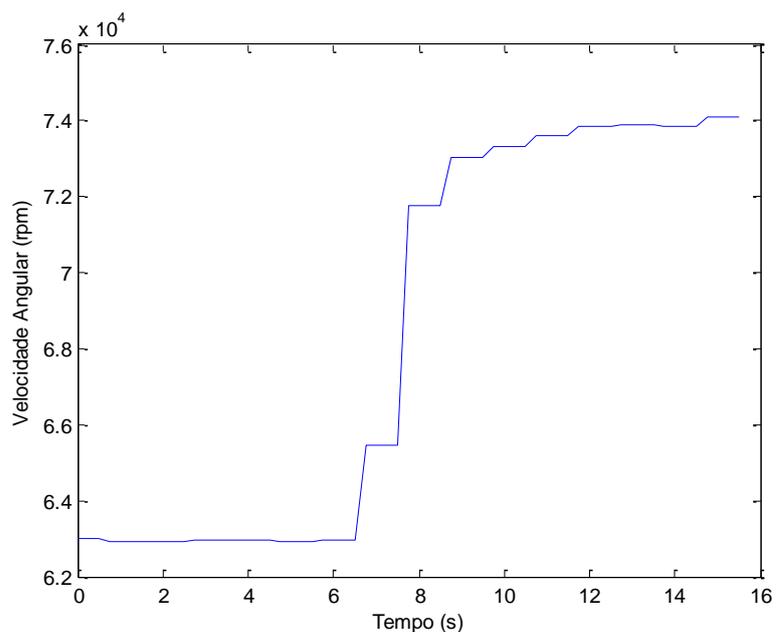


Figura 58 - Curva da velocidade angular da MT, em rotações por minuto

Fonte: Própria.

A função de transferência que representa a dinâmica da velocidade da turbina é apresentada em (56).

$$W(s) = \frac{1}{s + 0,941176} \quad (56)$$

A Figura 59 corresponde à simulação do gerador síncrono e seu sistema de controle, assim como a representação da turbina por meio de sua FT, desenvolvida no software PSIM®.

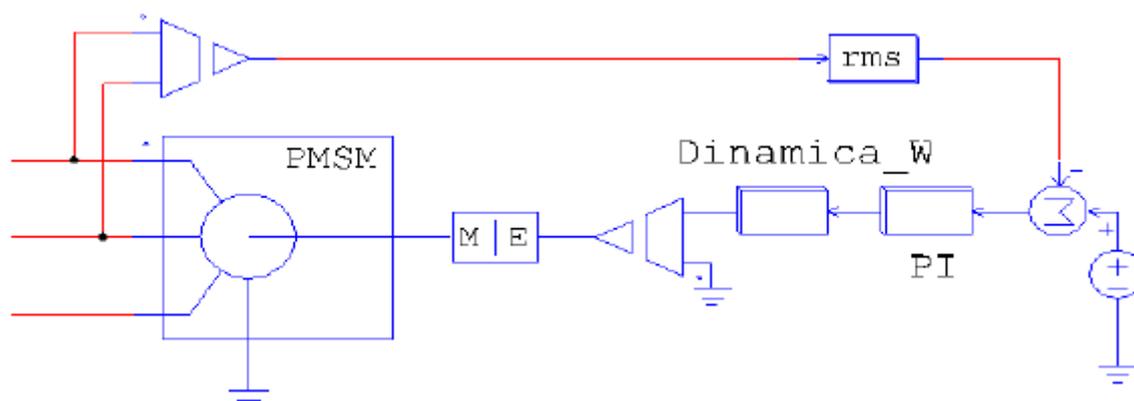


Figura 59 - Simulação do gerador, turbina e seu sistema de controle

Fonte: Própria.

Os parâmetros utilizados para a simulação do gerador síncrono de ímã permanente estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Parâmetros do gerador síncrono de ímã permanente da MT Capstone C30

| Parâmetro | Valor |
|------------------------|--------------------------|
| Resistência do estator | 0,1 Ω |
| Indutância do estator | 0,165 mH |
| Tensão nominal | 480 V |
| Número de pólos | 2 |
| Momento de inércia | 0,0012 kg.m ² |

Fonte: EGUIA et al. (2010, p.3).

5.2.2 Retificador Bidirecional Trifásico

Conectado à saída do gerador, encontra-se um retificador bidirecional trifásico, cuja função é converter a tensão alternada de entrada em tensão contínua, esta aplicada ao barramento CC.

O retificador bidirecional trifásico consiste em uma estrutura versátil de grande aplicabilidade, que possibilita trabalhar com diversas formas de onda para a corrente de entrada, sendo possível o controle do fluxo de potência dentro da estrutura. Para a aplicação no modelo eletromecânico da MT, considerou-se o circuito com o fluxo de energia fluindo das fontes de entrada CA para o capacitor de saída. Quando o fluxo se dá no sentido inverso, ou seja, do capacitor para as fontes de corrente alternada de entrada, assume-se que o conversor está operando como um inversor de tensão em uma etapa regeneradora de energia (CARDOSO, 2006, p.4).

A fim de se obter no barramento CC um valor de tensão próximo ao observado nos ensaios (780 V_{CC}), foi utilizado um sistema de controle para o retificador composto por quatro malhas, sendo uma para cada fase de corrente e uma para tensão de saída, externa às malhas de corrente (CARDOSO, 2006, p.57).

Para facilitar a visualização, este sistema pode ser redesenhado de forma simplificada considerando apenas uma das malhas de realimentação de corrente, conforme apresentado na Figura 60.

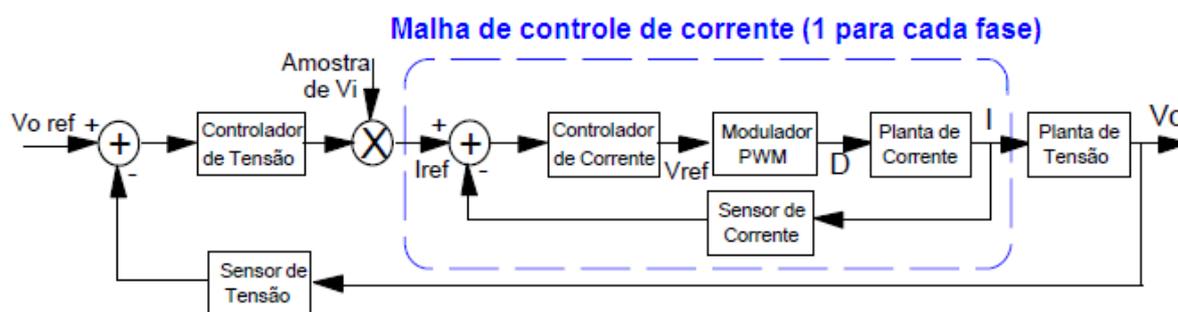


Figura 60 - Sistema de controle para uma das fases do retificador

Fonte: CARDOSO (2006, p.59).

A estrutura de controle consiste em um controlador em cascata, onde a malha externa corresponde ao controle de tensão no barramento CC, e a malha interna controla a corrente na entrada do retificador.

Nesta estrutura, a malha de controle de tensão tem como finalidade manter a tensão de saída do retificador constante. A entrada do controlador de tensão é o sinal de erro gerado a partir da diferença entre a tensão de saída medida e a tensão de referência. O sinal de saída desta malha tem forma senoidal e é utilizado como referência na malha de controle de corrente (CARDOSO, 2006, p.59).

O controlador de corrente atua de forma que a corrente de entrada do retificador se aproxime a uma corrente de referência, que possui forma senoidal, em fase com a tensão na entrada do retificador. O sinal de entrada do controlador é gerado a partir da diferença medida entre a corrente de referência e a amostra da corrente na entrada do retificador. A saída do controlador é o sinal utilizado como referência para comparação no modulador PWM (CARDOSO, 2006, p.59).

O modulador PWM gera um sinal de razão cíclica variável, que altera a frequência de chaveamento dos interruptores do retificador e, conseqüentemente, a corrente de saída, de forma a minimizar o sinal de erro entre a referência e a amostra (CARDOSO, 2006, p.59).

Como a malha de controle de tensão é mais lenta que a de corrente, pode-se dizer que uma alteração na referência da malha de corrente terá como consequência uma mudança na amplitude da corrente de entrada do retificador, refletindo em uma alteração na tensão de saída (CARDOSO, 2006, p.59).

Os valores dos parâmetros do circuito de controle do retificador foram variados a fim de se obter um comportamento dinâmico da tensão no barramento CC semelhante ao observado nos ensaios.

Na Figura 61 é apresentada a simulação do retificador bidirecional trifásico e sua estrutura de controle, desenvolvida no *software* PSIM[®]. Nela, podem ser observadas as malhas de controle de corrente e de tensão mencionadas anteriormente.

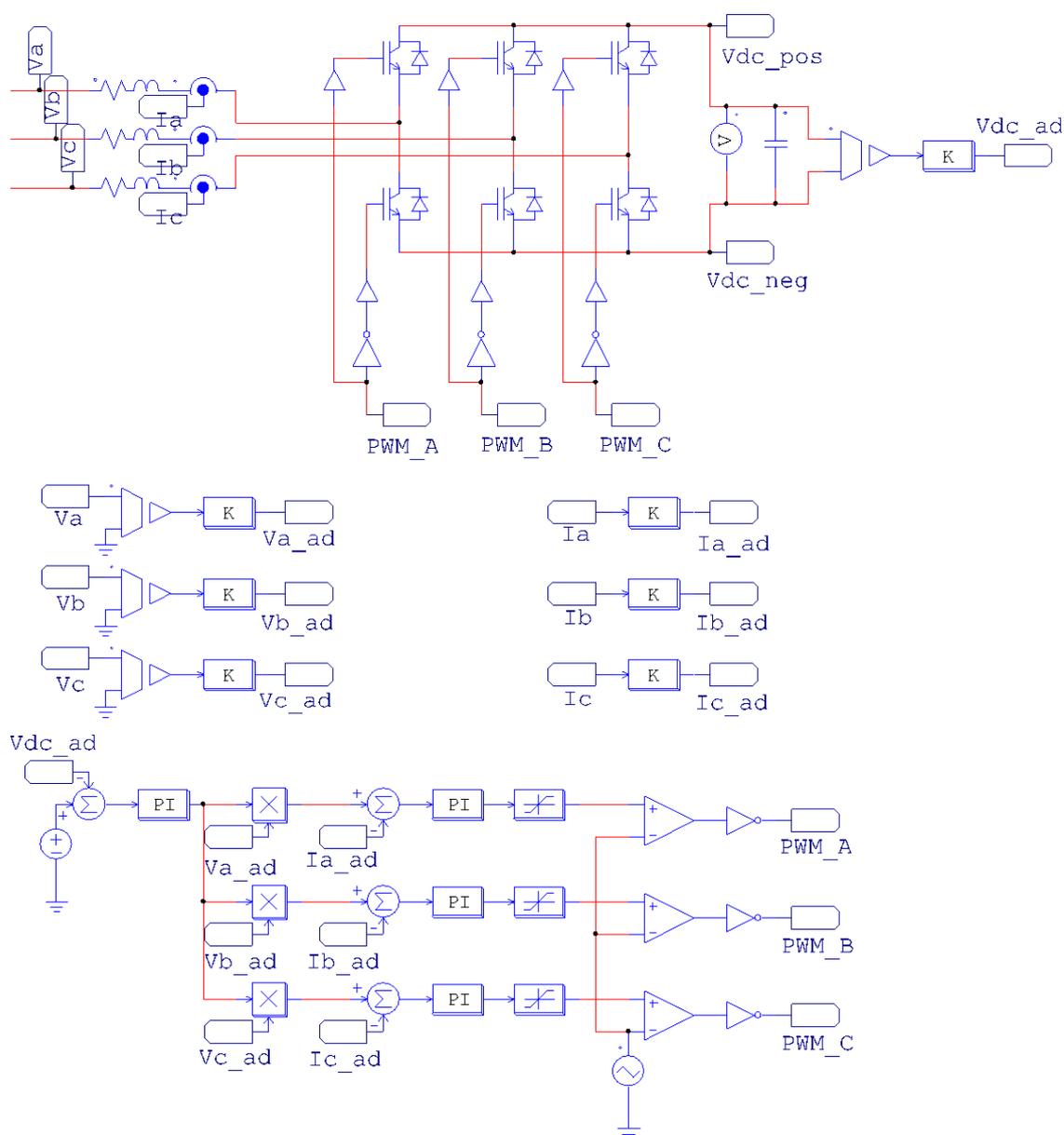


Figura 61 - Simulação do retificador bidirecional trifásico e sua estrutura de controle

Fonte: Própria.

5.2.3 Inversor Trifásico

O controle do inversor foi implementado com a finalidade de manter a tensão de saída do inversor em uma tensão eficaz de 127 V, mantendo comportamento semelhante ao real frente a variações de carga, a partir da geração de um sinal de referência para comparação no modulador PWM.

A estrutura de controle da tensão consiste em um controlador em cascata composto por duas malhas, conforme apresentado na Figura 62. A malha interna é baseada em um controlador de ação proporcional, de baixo ganho, de forma que resulte em alto erro estático, permitindo a queda da tensão na saída do inversor no instante de inserção de carga no sistema. A malha externa recebe o sinal eficaz da tensão de saída do inversor e compara com o valor de referência de 127 V, correspondente ao valor de tensão esperado na saída do inversor. Um controlador PI atua no erro gerado a partir desta comparação e tem como saída o sinal de referência para a malha de controle interna. Para que a malha interna possa utilizar esse sinal como referência, este é multiplicado por uma senóide de amplitude unitária, para ser, então, comparado com a tensão instantânea na saída do inversor.

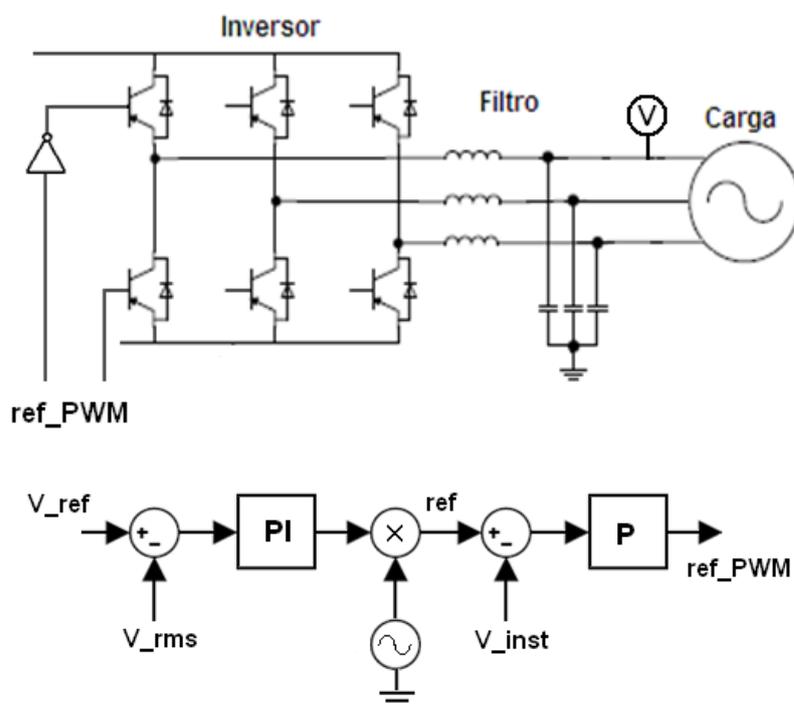


Figura 62 - Estrutura de controle do inversor trifásico

Fonte: Própria.

A ação lenta do PI em conjunto com o alto erro estático gerado pelo controlador de ação proporcional permitem que a tensão de saída do inversor apresente uma queda significativa no instante de inserção de carga e volte a atingir o valor de referência de 127 V seguindo a dinâmica lenta do PI.

Na saída do inversor, encontra-se um filtro LC, utilizado para minimizar picos de corrente associados à alta frequência de chaveamento do inversor (CAPSTONE, 2003, p.10), e para obter na saída uma tensão com forma de onda senoidal de 60 Hz. Segundo Eguia et al (2010, p.3), o valor da indutância do filtro é de 530 μH , e o valor da capacitância foi calculada a partir da equação (57), considerando uma frequência de corte (f_c) de 2.800 Hz (SILVA, 2007, p.2).

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (57)$$

Na Figura 63 é apresentada a simulação do inversor trifásico e sua estrutura de controle, desenvolvida no *software* PSIM[®]. Também podem ser observados o filtro LC de saída e a carga resistiva trifásica.

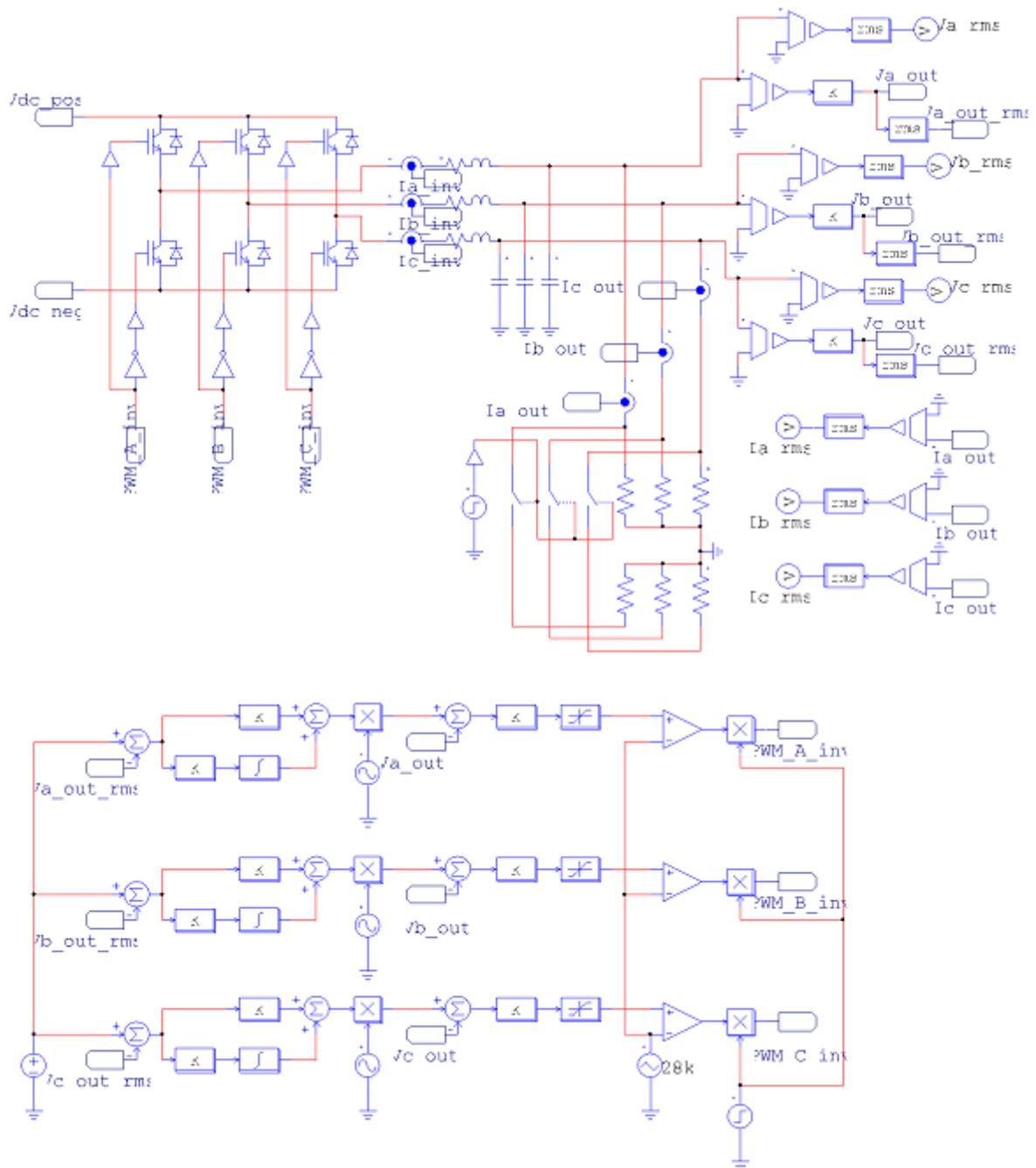


Figura 63 - Simulação do inversor trifásico e sua estrutura de controle, filtro de saída e carga resistiva trifásica

Fonte: Própria.

5.3 SIMULAÇÃO DO MODELO E RESULTADOS

Para a simulação do modelo eletromecânico, optou-se por utilizar o *software* PSIM[®], devido à necessidade de inserir elementos de eletrônica de potência, que exigem alto desempenho computacional.

O modelo eletromecânico permite a verificação do comportamento dos elementos que compõem o sistema da microturbina, o que representa a maior vantagem deste em relação ao modelo *black-box*, em que o sistema é visto como um todo e permite a análise somente de grandezas da saída da MT.

Na Figura 64 são apresentadas as curvas que correspondem ao comportamento da velocidade de rotação do gerador síncrono em situações de inserção e retirada de carga. Pode-se observar que apesar de o modelo não apresentar valores muito próximos dos reais, as curvas de velocidade apresentam dinâmicas semelhantes.

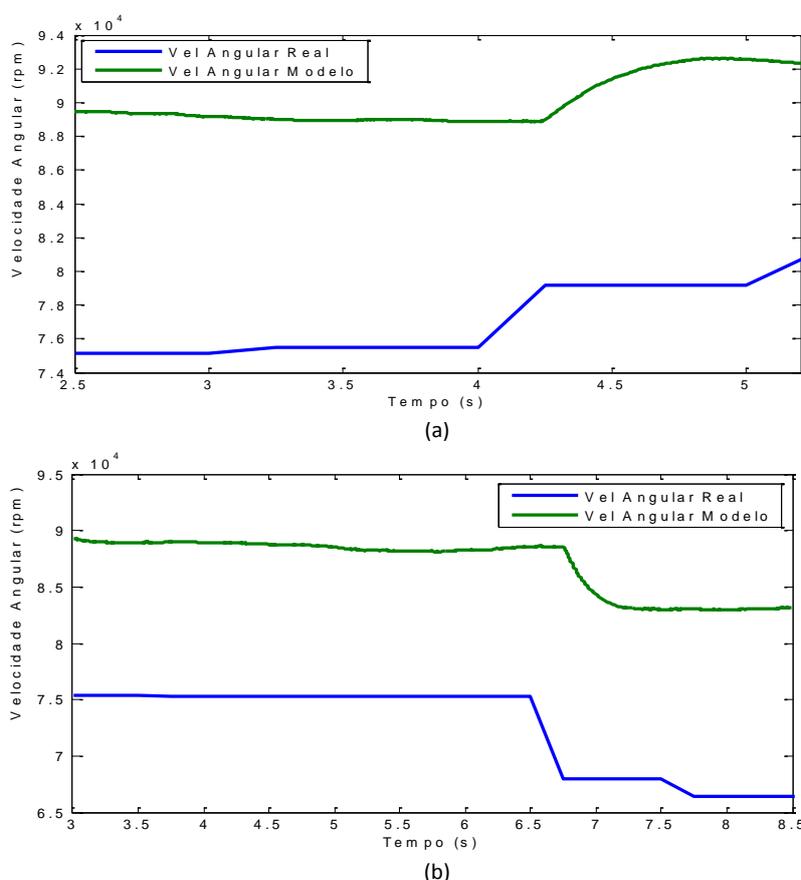


Figura 64 - Curvas de velocidade angular do gerador para variação de carga em degrau de (a) 10 a 15 kW e (b) 10 a 0 kW

Fonte: Própria.

A Figura 65 apresenta as curvas de tensão no barramento CC para variações de carga crescente e decrescente. Para a variação de carga de 10 a 15 kW (Figura 65a), pode-se verificar que o modelo representa a dinâmica desta tensão de forma similar à observada na prática. Observa-se que o controle implementado no modelo eletromecânico atua de forma mais rápida para que a tensão no barramento volte ao valor de referência de aproximadamente $780 V_{CC}$.

Para a variação de carga de 10 a 0 kW (Figura 65b), esperava-se observar na tensão do barramento CC uma dinâmica semelhante à tensão de saída do sistema, conforme verificado para situações de inserção de carga. No entanto, percebe-se que a curva real não apresenta pico de tensão significativo no instante da aplicação do degrau, diferente da curva obtida a partir do modelo, que representa o comportamento da tensão no barramento CC esperada.

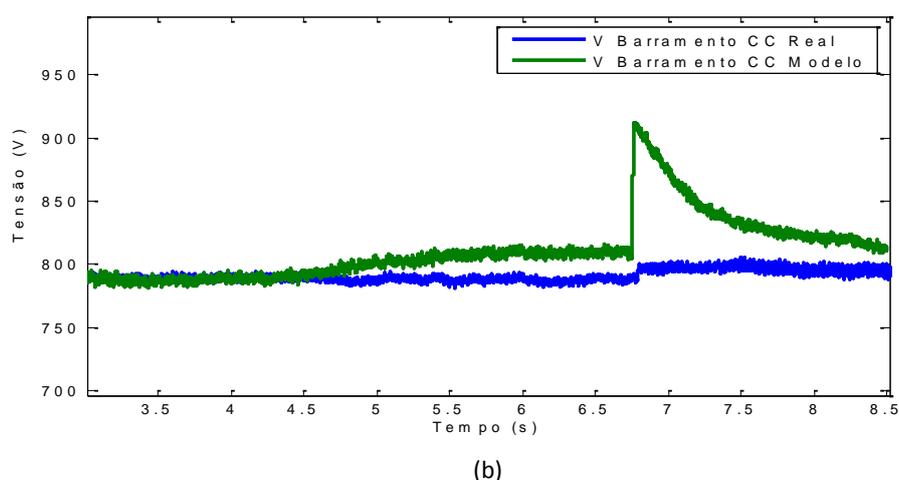
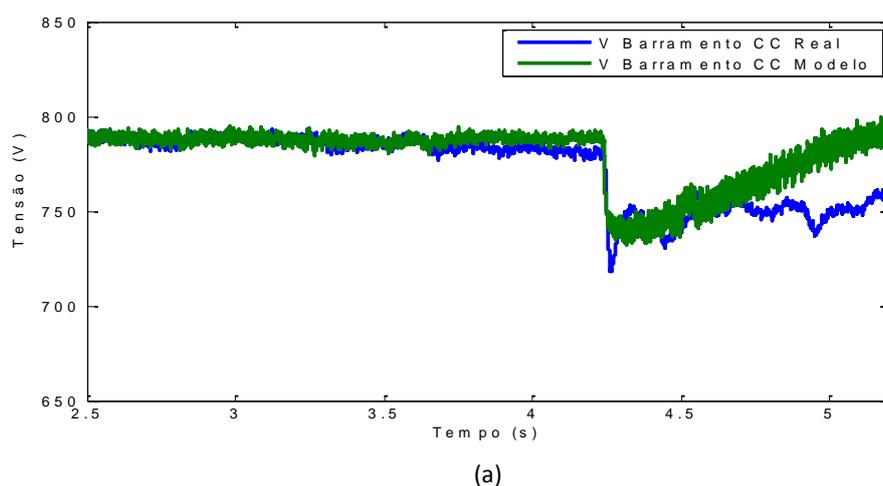


Figura 65 - Curvas de tensão no barramento CC para variação de carga em degrau de (a) 10 a 15 kW e (b) 10 a 0 kW

Fonte: Própria.

As Figuras 66 a 73 apresentam os registros das curvas de valor eficaz de corrente e de tensão na saída da MT e as respostas estimadas do modelo eletromecânico desenvolvido para as fases A, B e C, frente às variações de carga indicadas.

Nas Figuras 66, 68, 70 e 72, são apresentadas curvas de corrente para as variações de carga crescentes e decrescentes. Analisando estas curvas, pode-se observar que há uma diferença entre a amplitude da corrente estimada e da real. Esta diferença é percebida para todas as variações aplicadas, sendo sua provável causa decorrente do fato de não ter sido considerada a carga inicial do sistema, uma vez que a corrente varia proporcionalmente à carga aplicada.

Quanto às curvas de tensão, mostradas nas Figuras 67, 69, 71 e 73, pode-se observar uma diferença entre o valor estimado e o real da tensão de referência. Para todas as situações citadas, a fase B apresenta uma diferença maior entre as curvas de tensão real e estimada. Isto ocorre porque o valor real da tensão fase-neutro na planta piloto não apresenta valor nominal de 127 V, e, para a simulação do modelo, estabeleceu-se este valor como referência. Porém, analisando as curvas de tensão, percebe-se que em algumas situações simuladas, o modelo não conseguiu atingir a tensão de referência de saída, estabilizando em valores menores que 127 V.

Analisando-se qualitativamente os resultados obtidos pela simulação, comparados aos dados dos ensaios realizados na planta, pode-se dizer que o modelo eletromecânico desenvolvido é adequado ao propósito de representar a dinâmica do sistema frente a variações de carga resistiva, principalmente considerando a complexidade da abordagem.

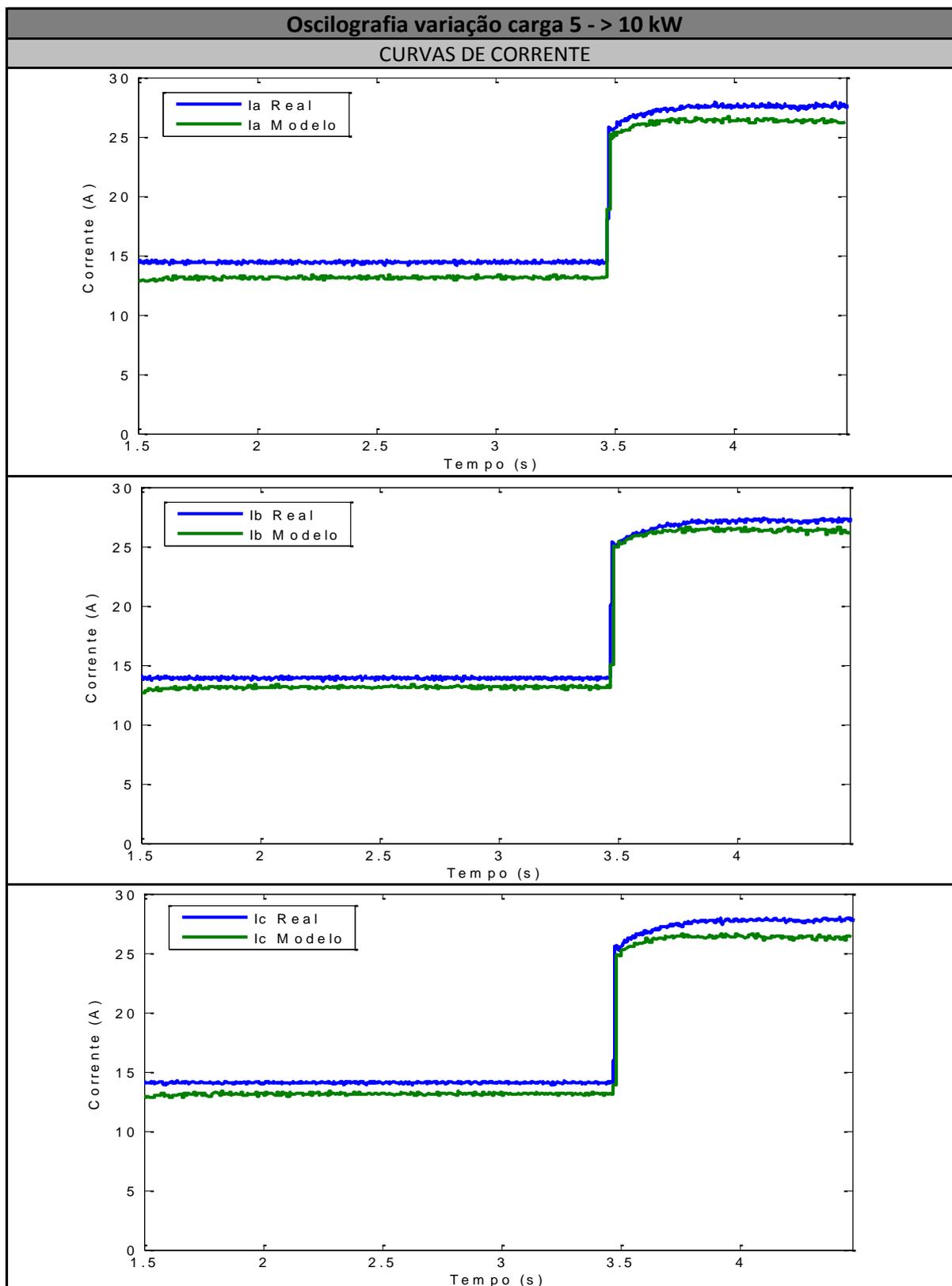


Figura 66 - Curvas de corrente eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 10 kW

Fonte: Própria.

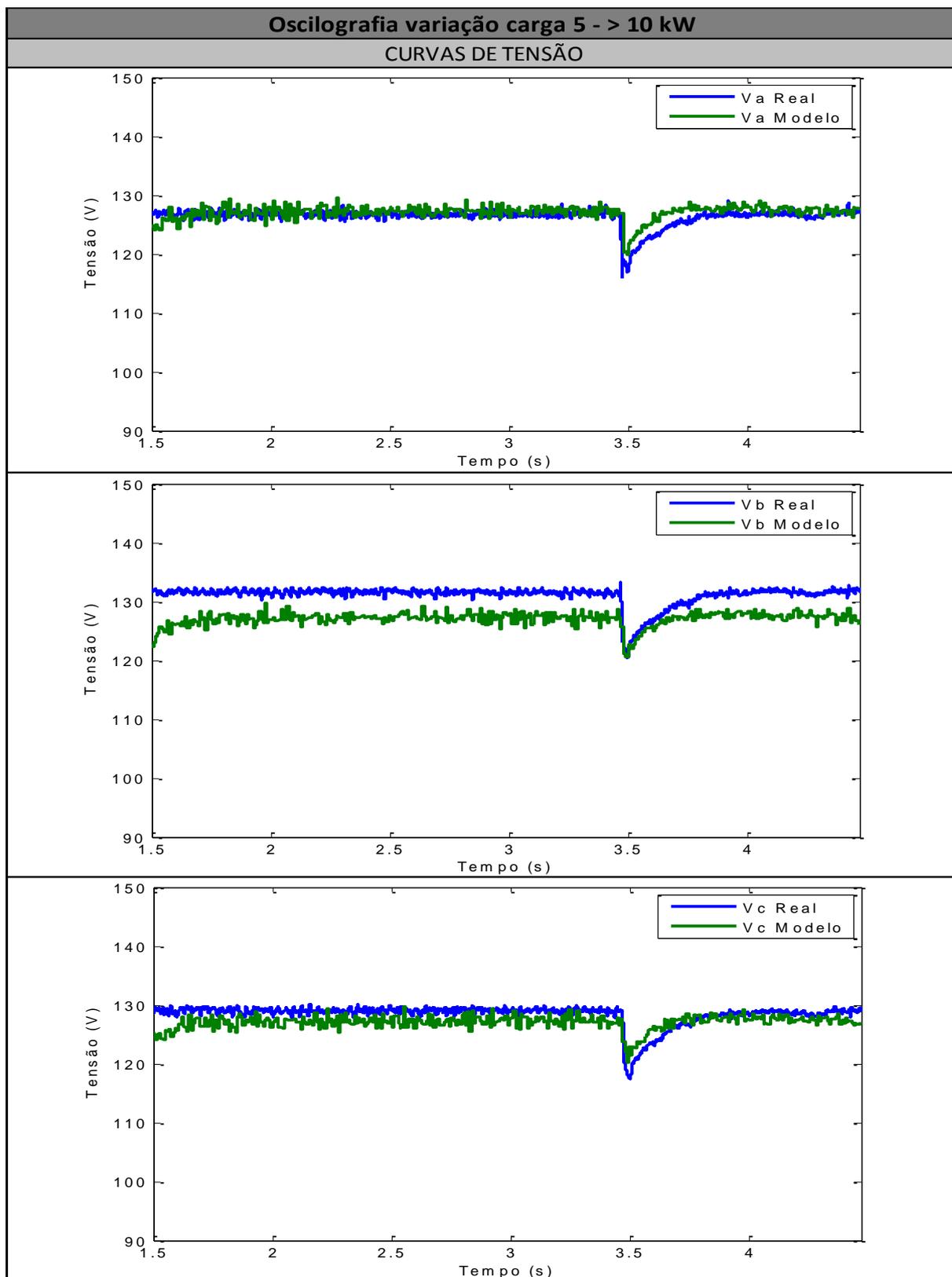


Figura 67 - Curvas de tensão eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 5 a 10 kW

Fonte: Própria.

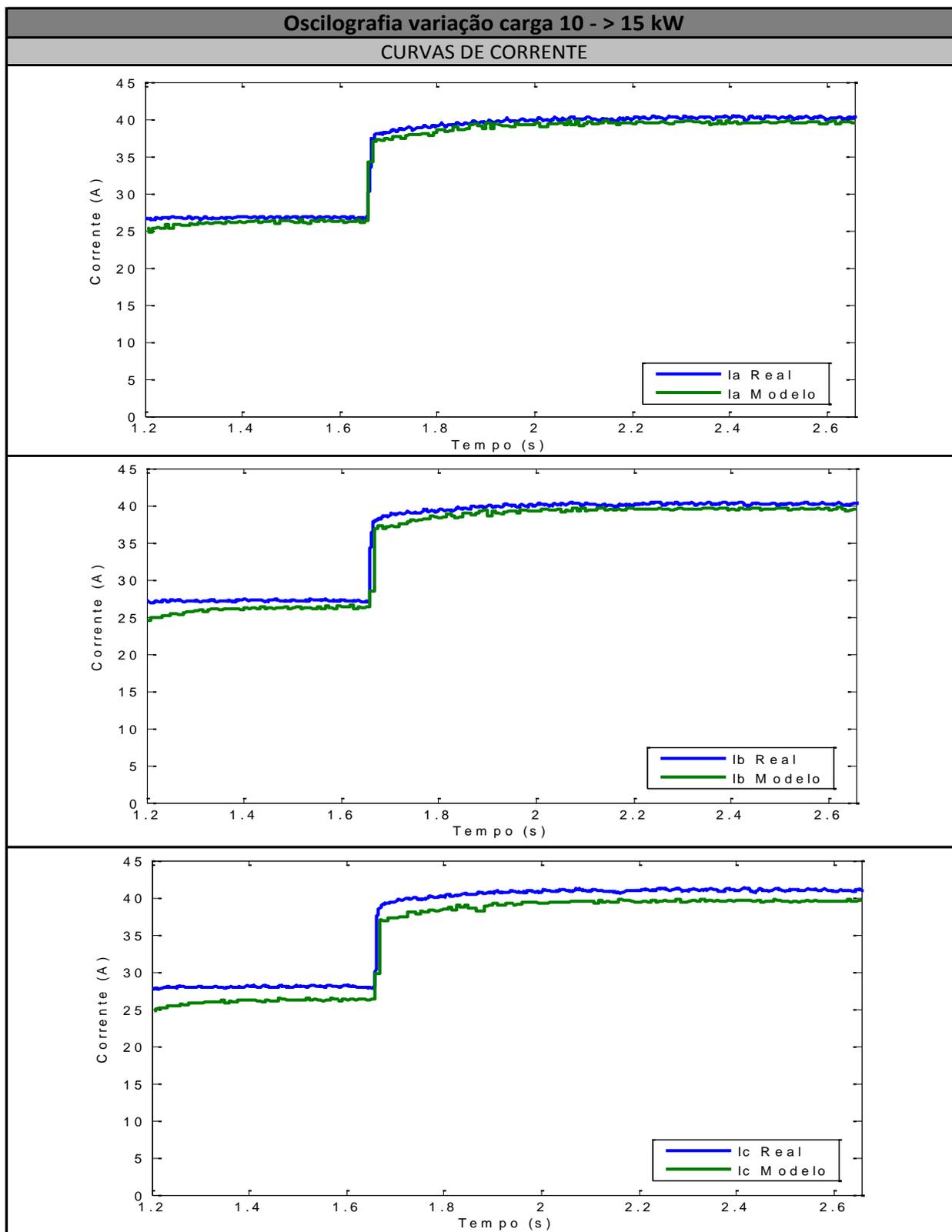


Figura 68 - Curvas de corrente eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 15 kW

Fonte: Própria.

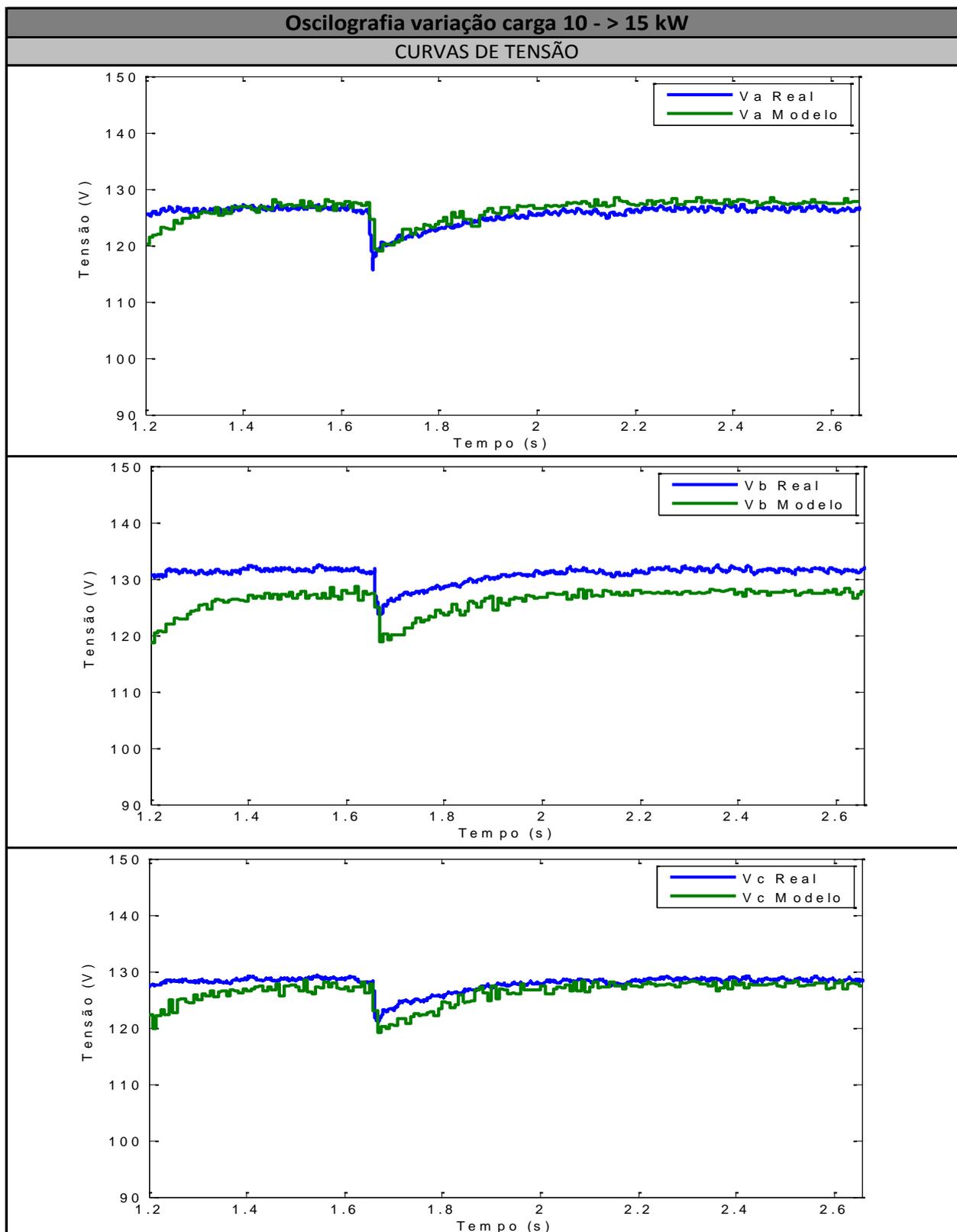


Figura 69 - Curvas de tensão eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 15 kW

Fonte: Própria.

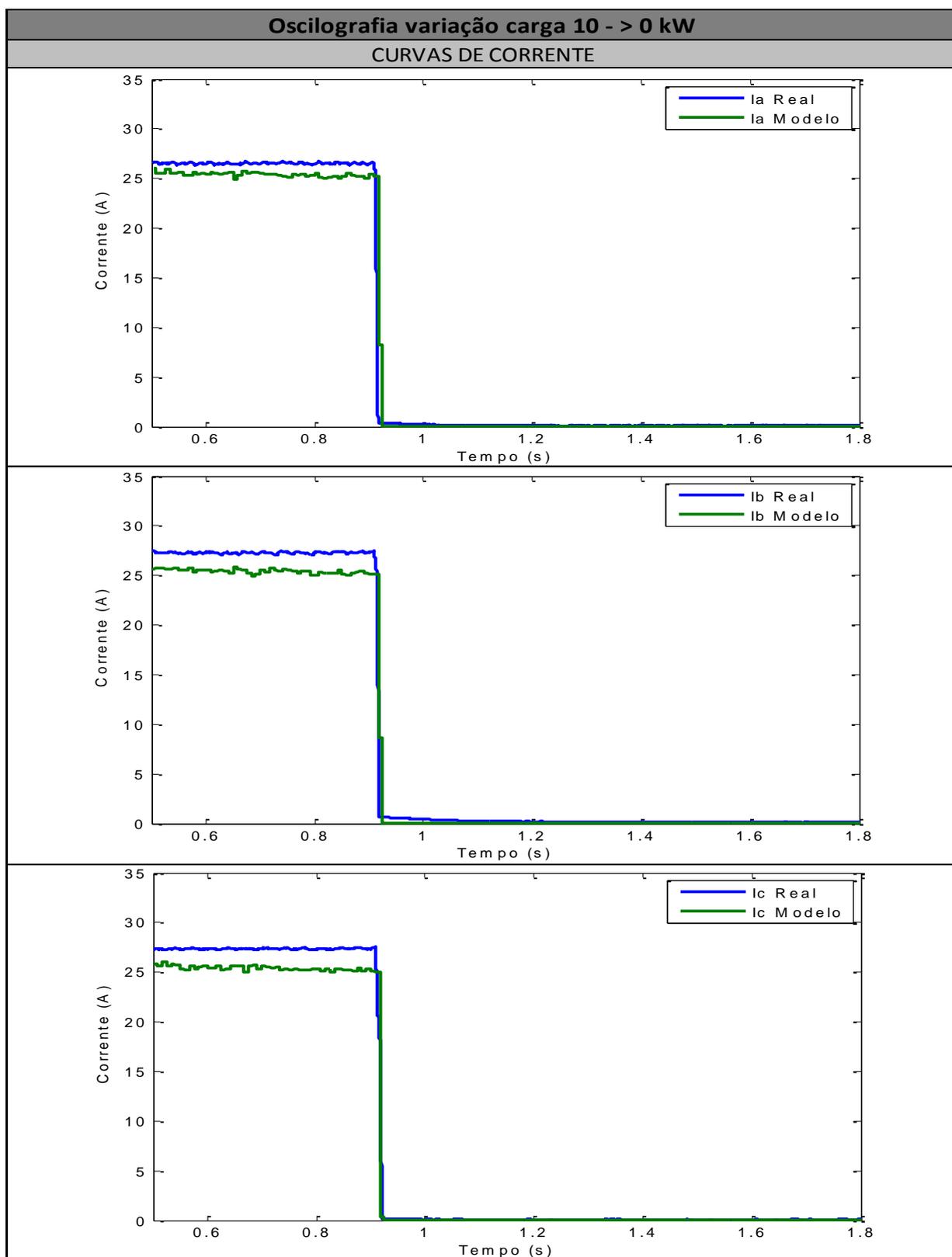


Figura 70 - Curvas de corrente eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 0 kW

Fonte: Própria.

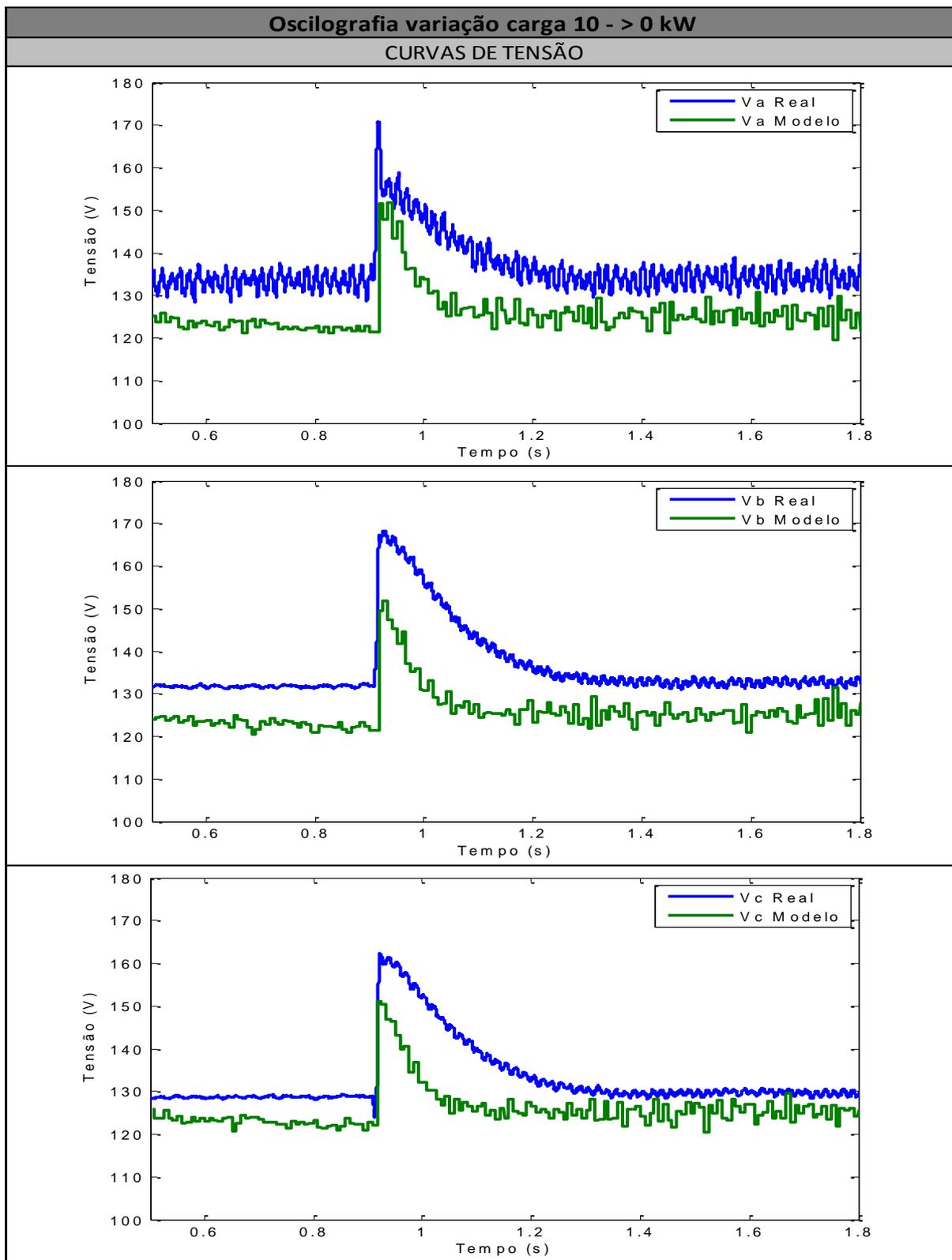


Figura 71 - Curvas de tensão eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 10 a 0 kW

Fonte: Própria.

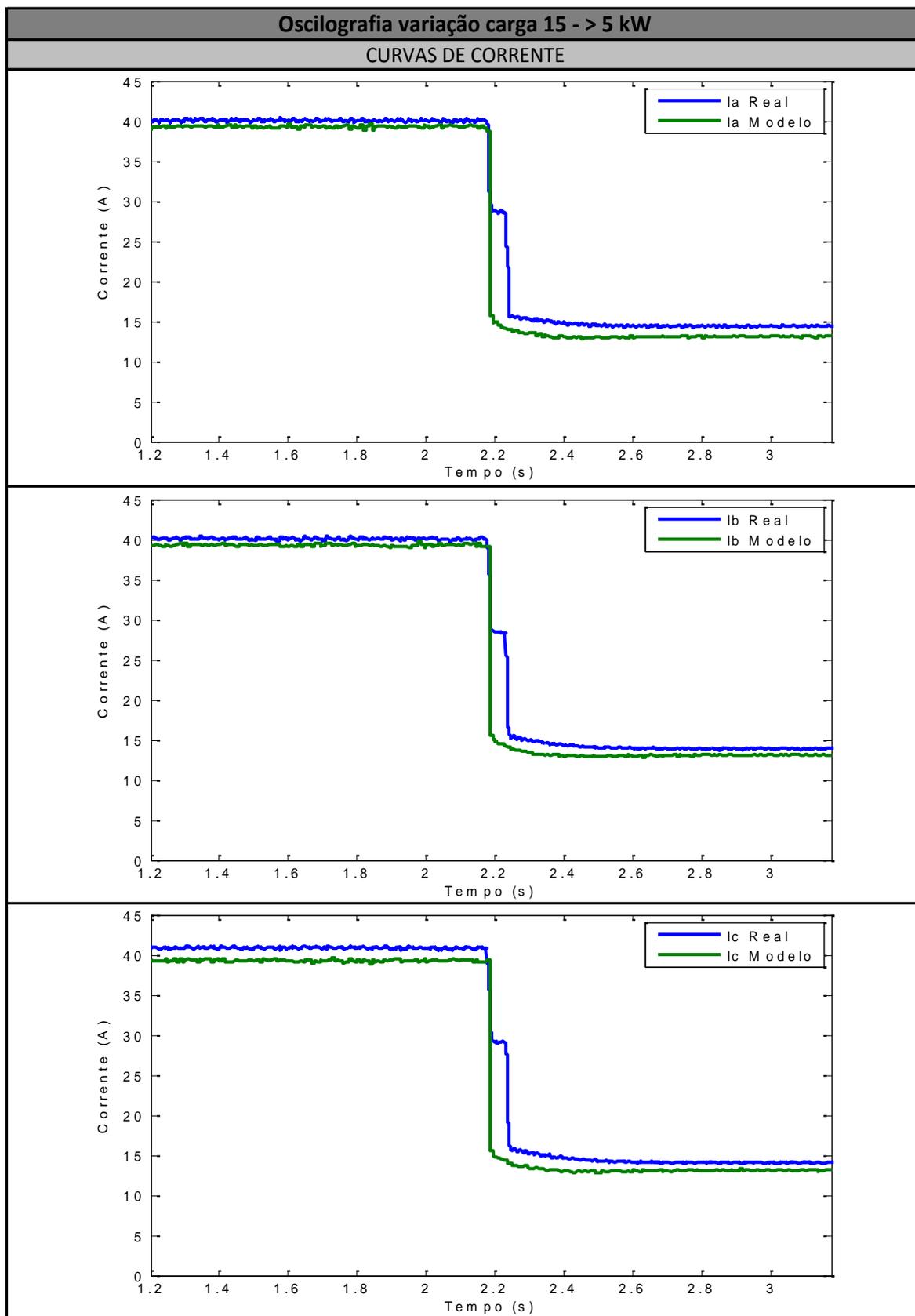


Figura 72 - Curvas de corrente eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 5 kW

Fonte: Própria.

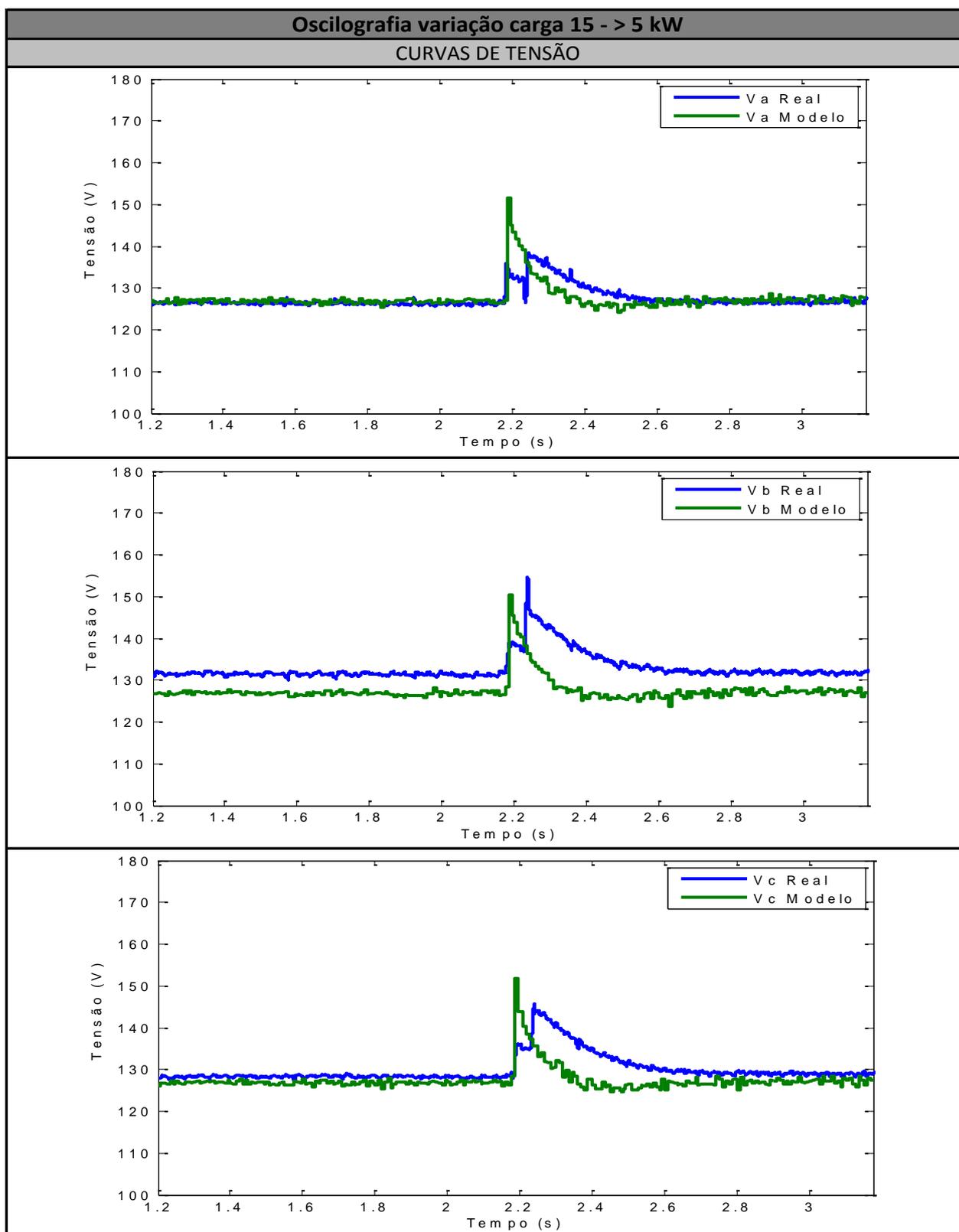


Figura 73 - Curvas de tensão eficaz real e estimada a partir do modelo eletromecânico nas fases A, B e C para variação de carga em degrau de 15 a 5 kW

Fonte: Própria.

Analisando a curva apresentada na Figura 74, que representa a dinâmica da tensão real no barramento CC quando é aplicado um degrau de carga, observa-se uma queda de tensão não muito acentuada. Logo, na prática, é esperado que o sistema de controle implementado no inversor seja capaz de evitar que essa queda seja refletida para a carga.

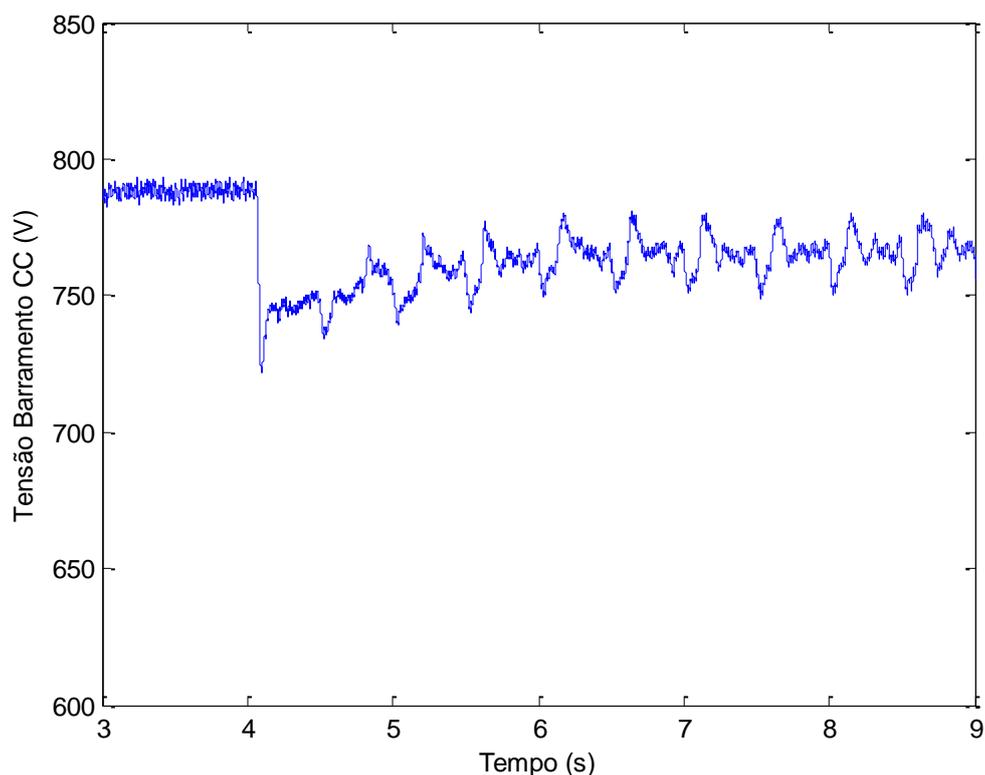


Figura 74 - Curva de tensão no barramento CC obtida a partir de dados de ensaio, para variação de 5 a 10 kW

Fonte: Própria.

Para exemplificar esta situação, foi feita uma simulação com a implementação de uma abordagem diferente para o controle do inversor, mais usualmente aplicada em sistemas de controle similares. Esta simulação está apresentada na Figura 75.

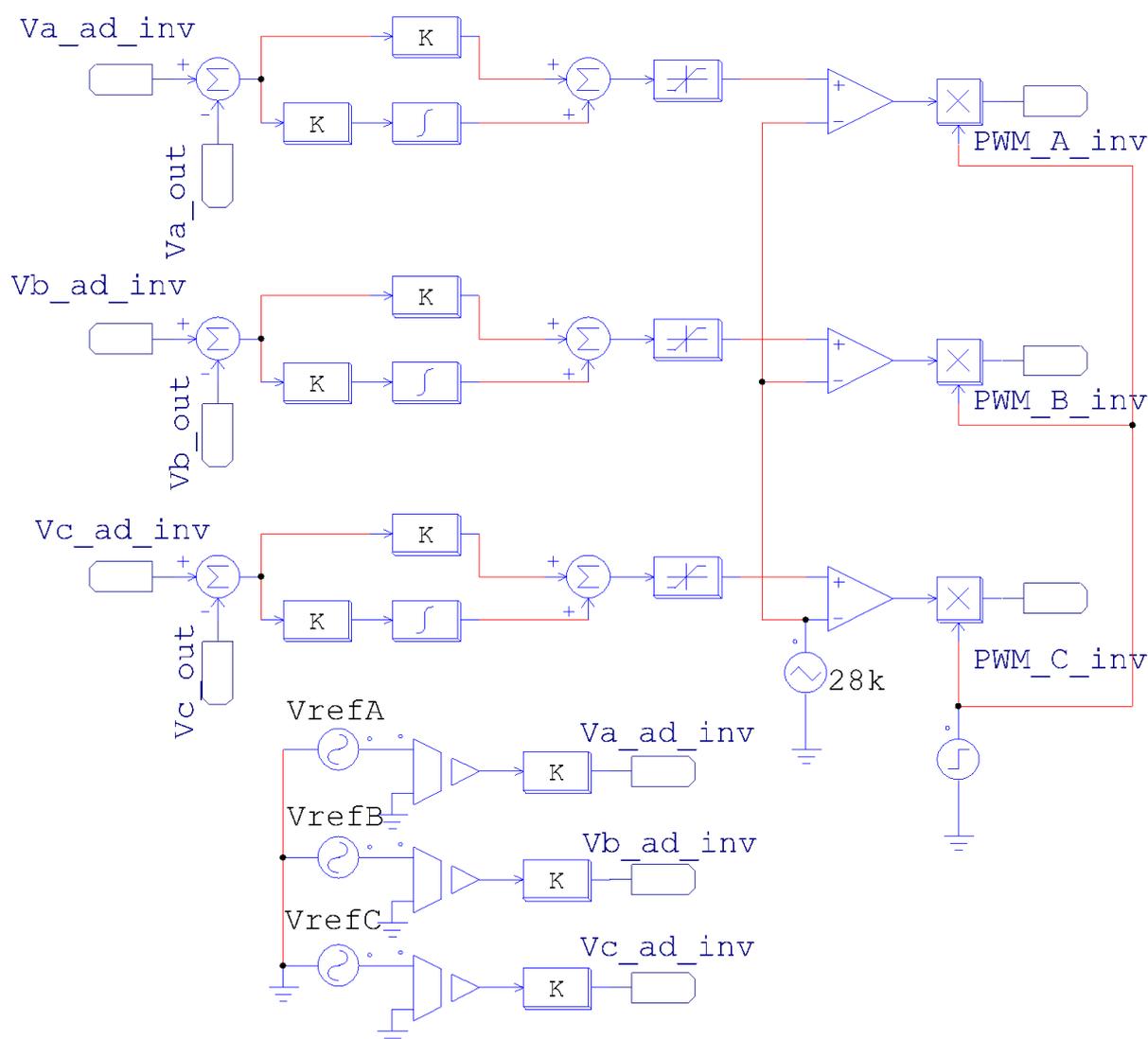


Figura 75 - Simulação do inversor e estrutura de controle usual

Fonte: Própria.

Na Figura 76, são apresentadas as curvas de corrente e tensão eficazes, em que pode ser observado que o controle é capaz de manter a tensão constante na saída do sistema.

Os resultados anteriormente apresentados e discutidos representam a dinâmica observada na prática por meio dos ensaios realizados na planta. A técnica real de controle implementada no sistema da MT não é conhecida, sendo o modelo proposto desenvolvido com base na literatura, dados de ensaios e manuais do

fabricante. Por esta razão, não se pode afirmar o motivo pelo qual a tensão real na saída do sistema apresenta dinâmica mais lenta que a esperada.

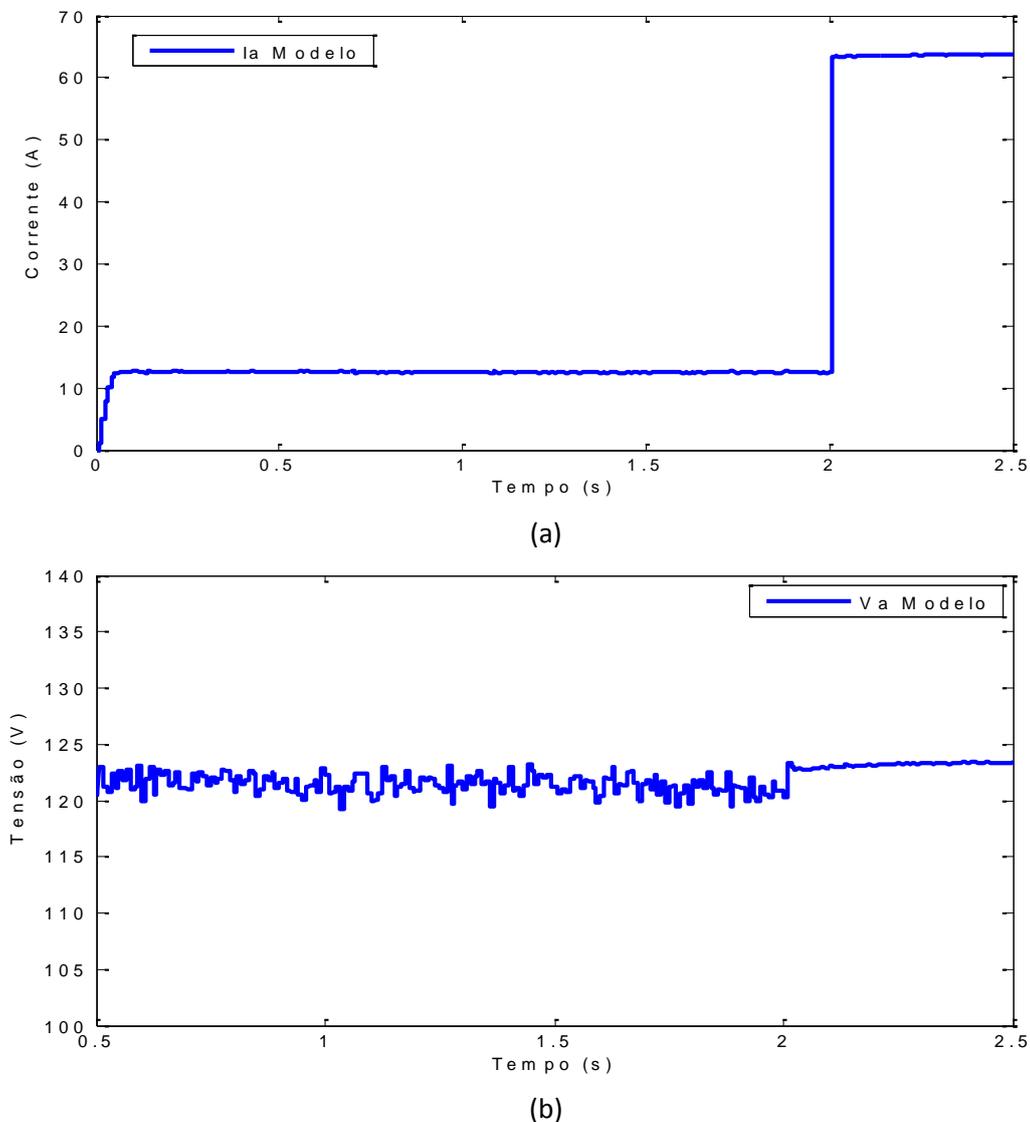


Figura 76 - Curvas de (a) corrente eficaz e (b) tensão eficaz estimadas a partir do modelo eletromecânico, na fase A, para variação de carga em degrau de 5 a 25 kW

Fonte: Própria.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram apresentados conceitos relacionados à geração distribuída, informações sobre a tecnologia de geração estudada, assim como as considerações a respeito da teoria de controle, metodologia e etapas para o desenvolvimento do modelo *black box* e eletromecânico da MT.

Os dados utilizados para o desenvolvimento dos modelos apresentados foram coletados com a microturbina Capstone C30 operando na condição isolada (*stand alone*). Com os dados de ensaio, foi possível desenvolver modelos que apresentassem a dinâmica da corrente e da tensão para diferentes variações de carga resistiva.

Na seção 4.3, são apresentadas as formas de onda obtidas a partir da simulação do modelo *black-box* no *software* MATLAB/Simulink®. Percebe-se que a resposta do sistema observada quando simulado pelo modelo desenvolvido se aproxima da resposta real, sendo necessário ressaltar que, a fim de padronizar a tensão de referência, esse valor foi fixado em 127 V para todas as fases. No entanto, esta condição não foi observada na prática, havendo um desvio dos valores de tensão em relação ao nominal nas três fases, sendo percebida uma diferença mais acentuada na fase B. Por esta razão, observa-se um desnível entre a curva real e a estimada pelo modelo em todas as situações de variação de carga simuladas.

Tratando-se de um modelo matemático e utilizando o coeficiente de correlação múltipla para a sua validação, pode-se considerar o modelo *black-box* adequado para fins de análise do comportamento transitório para variação de carga, uma vez que permite conhecer de forma simplificada e geral o comportamento do sistema.

Na seção 5.3, são apresentadas as formas de onda obtidas a partir da simulação do modelo eletromecânico no *software* PSIM®. Esta abordagem envolve a inserção de elementos de eletrônica de potência, bem como o controle de determinadas variáveis do processo a fim de se obter uma dinâmica semelhante à obtida pelos dados gerados na planta real.

O modelo eletromecânico permite conhecer o comportamento dos elementos que compõem o sistema da MT e verificar grandezas intermediárias, isto é, além de dados da saída da MT, podem ser analisados dados provenientes de componentes internos ao sistema, tais como tensão no barramento CC, tensão e corrente de saída do gerador e velocidade de rotação da turbina.

Por meio de uma análise qualitativa dos resultados de simulação do modelo eletromecânico desenvolvido, pode-se observar que a resposta estimada do sistema se aproxima da resposta real. Logo, pode-se considerar o modelo eletromecânico também adequado aos objetivos de estudo do sistema da MT.

Os resultados de simulação do modelo eletromecânico, apresentados e discutidos na seção 5.3, representam a dinâmica observada na prática por meio dos ensaios realizados na planta. Como citado anteriormente, a técnica real de controle implementada no sistema da MT não é conhecida e, portanto, não se pode afirmar o motivo pelo qual a tensão real na saída do sistema apresenta dinâmica mais lenta que a esperada. Além disso, pela falta de conhecimento da real configuração interna do sistema da MT, não foi possível projetar e dimensionar as estruturas de controle, sendo os parâmetros definidos de forma a proporcionar uma resposta semelhante à real.

Como possíveis trabalhos futuros, sugere-se o desenvolvimento e análise de um modelo eletromecânico considerando o dispositivo de armazenamento conectado ao barramento CC, o desenvolvimento de um modelo eletromecânico linear, baseado na representação dos elementos do sistema da MT por meio de funções de transferência e, ainda, o estudo da inserção de cargas não-lineares ao sistema, uma vez que a abordagem utilizada considera apenas a alimentação de cargas resistivas.

REFERÊNCIAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, Módulo 1, 2008.

BONA, Felipe Samuel de; RUPPERT FILHO, Ernesto. **As Microturbinas e a Geração Distribuída**. Material Didático. 2005. Disponível em: <<http://www.demic.fee.unicamp.br/~siqueira/IE327/Trabalho%2053.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2011.

BRAYTON ENERGY. Disponível em: <<http://www.braytonenergy.net/gas-turbines/>>. Acesso em: 20 out. 2011.

CAMARGO, J. C.; SOUZA, A. R. de; SILVA, L. A. **Implantação de Sistemas de Geração Distribuída Junto à Rede de Distribuição**. [20--].

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. **Capstone MicroTurbines User's Manual**. Chatsworth, 2005. Disponível em: <http://www.wmrs.edu/projects/BARenergy/resource%20docs/c-30%20manuals/400001_C30_C60_MicroTurbine_Users_Manual.pdf>. Acesso em: 29 out. 2011.

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. Microturbine/Capacitor Power Distribution System. US 6,639,328 B2, 28. out. 2003. Disponível em: <<http://www.freepatentsonline.com/6639328.html>>. Acesso em: 20 out. 2011.

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. **Technical Reference Grid Connect Operation – Capstone Model C30 and C60/C65**. Chatsworth, 2004. Disponível em: <http://www.globalmicroturbine.com/Site/Brochures_and_Manuals.html>. Acesso em: 13 out. 2011.

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. **Technical Reference Stand Alone Operation – Capstone Model C30 and C60**. Chatsworth, 2004. Disponível em: <http://www.wmrs.edu/projects/BAREnergy/resource%20docs/c-30%20manuals/410028D_Stand-alone.pdf>. Acesso em: 13 out. 2011.

CARDOSO, Fabiano Luz. **Projeto de um Retificador Bidirecional com Elevado Fator de Potência com Controle por Valores Médios Instantâneos Implementado no DSP TMS320F2812**. 2006. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, 2006. Disponível em: <http://www.tede.udesc.br/tde_arquivos/1/TDE-2006-08-29T090002Z-227/Publico/>. Acesso em: 30 abr. 2012.

COELHO, Antonio Augusto Rodrigues; COELHO, Leandro dos Santos. **Identificação de Sistemas Dinâmicos Lineares**. 1. ed. Florianópolis: Editora da UFSC, 2004. 181p.

COSTA, Dreifus Medeiros. **Aspectos Técnicos e Operacionais do Uso de Microturbinas Conectadas aos Sistemas Elétricos para a Geração Distribuída de Energia Elétrica**. 2010. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2010. Disponível em: <http://www.ufsm.br/ppgee/docs/Dissertacao_Final_Dreifus.pdf>. Acesso em: 3 ago. 2011.

DIAS, Moisés de Mattos; Schaeffer, Lírio; Dias, Arão de Matos; CÉZAR, José Lesina; VERNEY, J. C. K. **Motores Síncronos Trifásicos com Imãs Permanentes**. Tecnologia n.º 02. Jul/dez 2005. Páginas 107-127. Disponível em: <<http://www.ufrgs.br/ldtm/publicacoes/05%2004.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2011.

DILL, Gustavo K. **Análise da Operação de Células Combustíveis e Microturbinas a Gás em Sistemas de Potência**. 2008. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008. Disponível em: <http://www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalleObraForm.do?select_action=&co_obra=105040>. Acesso em: 15 ago. 2011.

DORF, Richard C.; BISHOP, Robert H. **Sistemas de Controle Modernos**. 8.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2001. 657 p.

EGUIA, P.; ZAMORA, I.; TORRES, E.; SAN MARTÍN, J. I.; MOYA, M.; BRUNO, J. C.; CORONAS, A. Modelling and Simulation of a Microturbine during Transient Events. In: International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 10., 2010, Granada, Espanha. Disponível em: <<http://www.icrepq.com/icrepq'10/328-Eguia.pdf>>. Acesso em: 30 abr. 2012.

FALCÃO, Djalma M. Smart Grids e Microredes: O Futuro já é Presente. In: SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 8., 2009, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/ctee/simpase2009/documentos/IT%2044%20-%20Smart%20Grids%20e%20Microredes%20O%20Futuro%20já%20é%20Presente.pdf>>. Acesso em: 9 nov. 2010.

FARRET, Felix A.; SIMÕES, M. Godoy. **Integration of Alternative Sources of Energy**. 1. ed. New York, USA: Wiley-IEEE Press, 2006. v. 1. 504 p.

GARDNER DENVER. Disponível em:<http://www.gardnerdenverproducts.com/Microsite_Product.aspx?id=4848>. Acesso em: 20 out. 2011.

GOLÇALVES, Luiz Fernando. **Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída**. 2004. 155 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/6778>>. Acesso em: 3 ago. 2011.

GUDA, S. R.; WANG, C.; NEHRIR, M. H. A simulink-based microturbine model for distributed generation studies. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 37., 2005, pp. 269–274. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1560537>. Acesso em: 27 jul. 2011.

INEE – INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. Disponível em: <<http://www.inee.org.br/>>. Acesso em: 27 jul. 2011.

INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Geração Distribuída**, Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <<http://www.inee.org.br/download/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>>. Acesso em: 28 jul. 2011.

LORA, Electo Eduardo Silva; HADDAD, Jamil (Coord.). **Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais**. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2006. xv, 240 p.

MALDONADO, Manuel Arturo Rendón. **Modelagem e Simulação do Sistema de Controle de uma Micro-Turbina a Gás**. 2005. 149 f. Dissertação (Mestrado Ciências da Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.

MARTINS, Lydimilla S. **Geração de Energia Através de Biomassa**. 2006. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2006. Disponível em: <http://www2.ele.ufes.br/~projgrad/documentos/PG2005_2/lydimillasantosmartins.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2011.

MAZZA, Patrick. **Powering up the Smart Grid: A Northwest Initiative for Job Creation, Energy Security and Clean, Affordable Electricity**, Report from Climate Solution, julho, 2005.

NISE, Norman S. **Engenharia de Sistemas de Controle**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2002. 695p.

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems - Part 1: Systems and Topologies**, Golden, 2008.

OGATA, Katsuhiko. **Engenharia de Controle Moderno**. 2. ed. Rio de Janeiro, RJ: Prentice-Hall, 1993. 781 p.

OGATA, Katsuhiko. **Engenharia de Controle Moderno**. 4. ed. Rio de Janeiro, RJ: Prentice-Hall, 2004. 800 p.

RICO, Júlio Elias Normey. **Análise de Sistemas Lineares**. Material Didático. Florianópolis, 2006. Cap. 1-4, p. 1-94. Disponível em: <<http://www.das.ufsc.br/~eugenio/DAS5121/>>. Acesso em: 29 out. 2011.

RICO, Júlio Elias Normey. **Controle Clássico**. Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Automação e Sistemas. Apostila do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis, [20--].

SILVA, Luiz Marcelo C. da. **Filtros Passivos**. Material Didático. Cornélio Procópio, 2007. Disponível em: <http://www.cp.utfpr.edu.br/chiesse/Eletronica/Filtros_passivos.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2012.

SILVA FILHO, Armando. **Análise Regulatória das Condições de Interconexão da Geração Distribuída**: Requisitos para os Procedimentos de Distribuição. 2005. 109 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia da Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005. Disponível em: <<http://adm-net-a.unifei.edu.br/phl/pdf/0029398.pdf>>. Acesso em: 3 ago. 2011.

SOUZA, Ângelo Ricardo R. de. **Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição**. 2009. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

SUPER ABRIL. Disponível em: <http://super.abril.com.br/pordentrodatecnologia/docs/info2002_6.pdf>. Acesso em: 13 out. 2011.

TEIXEIRA, Mateus Duarte; PENICHE, Rodrigo Antônio; AOKI, Alexandre Rasi; PAULILLO, Gilson; CAMARGO, João Carlos; BRITTES, José Luis; DONADON, Antônio Roberto. Avaliação do Impacto da interconexão de Microturbinas no Contexto da Qualidade de Energia Elétrica. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 7., 2007, Santos. Disponível em: <http://www.s bqee.com.br/cbqee_2007_pdfs/29594.pdf>. Acesso em: 26 jul. 2011.

TIBOLA, Gabriel. **Sistema Eólico de Pequeno Porte para Geração de Energia Elétrica com Rastreamento de Máxima Potência**. 2009. 260 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009. Disponível em: <http://www.ivobarbi.com/PDF/dissertacoes/Dissertacao_Gabriel_Tibola.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2012.

TREVISAN, Aramis Schwanka. **Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão**. 2011. 116 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

TROFINO, Alexandre. **Sistemas Lineares**. Material Didático. Florianópolis, 2002. Disponível em: <<http://www.das.ufsc.br/~trofino/disciplinas/eel-7052/apostila-lineares.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2011.

WILLIS, H. Lee; SCOTT, Walter G. **Distributed Power Generation: Planning and Evaluation**. New York: Marcel Dekker, 2000. 597 p.