

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DESENVOLVIMENTO DE UMA TOPOLOGIA HÍBRIDA A
TRÊS FIOS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO APLICADA
EM MICROCENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Celso Becker Tischer

**Santa Maria, RS, Brasil
2013**

**DESENVOLVIMENTO DE UMA TOPOLOGIA HÍBRIDA A
TRÊS FIOS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO APLICADA
EM MICROCENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

por

Celso Becker Tischer

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Robinson Figueiredo de Camargo

**Santa Maria, RS, Brasil
2013**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Becker Tischer, Celso

Desenvolvimento de uma topologia híbrida a três fios para regulação de tensão aplicada em microcentrais hidrelétricas / Celso Becker Tischer.-2013.

86 p. ; 30cm

Orientador: Robinson Figueiredo de Camargo

Coorientador: Hilton Abilio Grundling

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2013

1. Engenharia elétrica 2. Eletrônica de potência 3. Regulação de tensão I. Figueiredo de Camargo, Robinson II. Abilio Grundling, Hilton III. Título

© 2013

Todos os direitos autorais reservados a Celso Becker Tischer. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser realizada com a autorização por escrito do autor. Endereço: Rua Júlio de Castilhos, n. 3016, Bairro Centro, São Luiz Gonzaga, RS. CEP: 97.800-000. Fone (0xx)55-33523149; E-mail: cbtischer@gmail.com

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado**

**DESENVOLVIMENTO DE UMA TOPOLOGIA HÍBRIDA A TRÊS FIOS
PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO APLICADA EM MICROCENTRAIS
HIDRELÉTRICAS**

elaborada por
Celso Becker Tischer

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Robinson Figueiredo de Camargo, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Hilton Abilio Grundling, Dr. (UFSM)
(Co-orientador)

Claiton Moro Franchi, Dr. (UFSM)

Paulo Sérgio Sausen, Dr. (UNIJUI)

Santa Maria, 25 de janeiro de 2013.

*Dedico este trabalho a
toda minha família.
Em especial a
minha mãe Liane
e minha irmã Cíntia.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar quero agradecer a toda a minha família, em especial a minha mãe, Liane Silveira Becker e minha irmã Cínthia Becker Tischler, fontes de inspiração e exemplos de constante superação, pelo carinho e preocupação mostrados ao longo destes anos.

À Universidade Federal de Santa Maria, por ser uma instituição de ensino pública e de qualidade, através da qual obtive a pós-graduação em nível de Mestrado em Engenharia Elétrica.

Ao Professor Robinson Figueiredo de Camargo pela orientação, ensino, seriedade e dedicação ao longo do desenvolvimento deste trabalho, além da amizade construída durante estes anos.

Agradecimento especial aos colegas e amigos do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle - GEPOC, pela excelente amizade e recepção desde o começo do Curso de Mestrado.

Um agradecimento especial à Lucas Giuliani Scherer, Fábio Cadore Posser e Tomás Cherobini Dalla Corte, pela valiosa ajuda e pela sincera amizade construída.

Agradecimento ao CNPq por ser o órgão financiador desta pesquisa e me auxiliar financeiramente na realização deste projeto.

À todos aqueles, embora não mencionados aqui, que contribuíram de maneira direta ou indireta para a concretização desta dissertação.

“Bom mesmo é ir à luta com determinação.
Abraçar a vida e viver com paixão.
Perder com classe e vencer com ousadia, pois o triunfo pertence a quem mais se atreve.
E a vida é muito para ser insignificante.”

Charles Chaplin

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

DESENVOLVIMENTO DE UMA TOPOLOGIA HÍBRIDA A TRÊS FIOS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO APLICADA EM MICROCENTRAIS HIDRELÉTRICAS

AUTOR: CELSO BECKER TISCHER

ORIENTADOR: ROBINSON FIGUEIREDO DE CAMARGO, DR.

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 25 de janeiro de 2013.

Nesta dissertação de Mestrado é apresentado o estudo de uma topologia híbrida a três fios, para a regulação de tensão em microcentrais hidrelétricas que utilizam geradores de indução auto-excitados em operação isolada. Inicialmente, é apresentada uma revisão bibliográfica, a fim de identificar as principais topologias de regulação de tensão aplicadas a geradores de indução auto-excitados presentes na literatura. A partir desta revisão, é proposta uma topologia híbrida, que tem por objetivo a regulação de tensão fornecida pelo gerador ao sistema isolado. Desta forma, é mostrada a modelagem matemática do sistema, composto por gerador de indução, capacitores de excitação, bancos de capacitores chaveados para regulação de tensão, indutores de filtro e compensador estático de reativos. A seguir, é apresentado um método de controle baseado no controle de potência reativa e o projeto dos bancos de capacitores chaveados tendo como referência a potência reativa do gerador de indução e do compensador estático de reativos. São apresentados também, os resultados de simulação e experimentais que validam o funcionamento do método proposto. O emprego da topologia híbrida a três fios formada por bancos de capacitores chaveados em conjunto com o compensador estático de reativos de regulação de tensão, pode ser considerado um acréscimo à literatura científica.

Palavras-chave: Gerador de indução, Microcentral hidrelétrica, Regulação de tensão.

ABSTRACT

Master Dissertation
Pos-Graduation Program on Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

DEVELOPMENT OF A HYBRID THREE-WIRE CONTROLLED VOLTAGE TOPOLOGY FOR MICRO HYDRO PLANTS

AUTHOR: CELSO BECKER TISCHER

RESEARCH SUPERVISOR: ROBINSON FIGUEIREDO DE CAMARGO, DR.

DATE AND LOCAL: SANTA MARIA, JANUARY 25, 2013.

This dissertation presents the study of a three-wire hybrid topology for voltage regulation for micro-hydroelectric generators that use self-excited induction in isolated operation. Initially, a literature review is presented in order to identify the main voltage regulation topologies applied to self-excited induction generators in the literature. From this review, a hybrid topology is proposed, which aims to regulate the voltage supplied by the generator to the isolated system. Thus, the mathematical modeling of the system is presented, comprising induction generator, the excitation capacitor, switched capacitor banks for voltage regulation, inductors filter and static reactive compensator. The following presents a control method based on reactive power control and design of switched capacitor banks using as reference the reactive power of the induction generator and static reactive compensator. The simulation and experimental results are presented to validate the proposed method. The use of the three-wire hybrid topology made of switched capacitor banks in conjunction with the static reactive compensator voltage regulation can be considered an addition to the scientific literature.

Keywords: Induction generator, Micro hydroelectric, Voltage regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Esquema baseado na comutação de capacitores em paralelo.	23
Figura 1.2 - Esquema baseado em indutor controlado por chave semicondutora.	23
Figura 1.3 - Esquema baseado em reator com núcleo saturável.....	24
Figura 1.4 - (a) Regulação de tensão baseada no controle de capacitores em paralelo.....	24
Figura 1.5 - (a) CER fonte de tensão e (b) CER fonte de corrente.....	25
Figura 2.1 - Sistema híbrido simplificado para regulação de tensão.....	26
Figura 2.2 - Circuito equivalente por fase de um motor de indução em regime permanente...	27
Figura 2.3 - Curva característica em regime permanente do MIT.....	28
Figura 2.4 - Circuito equivalente utilizado para obter as equações da planta.	29
Figura 3.1 - Diagrama de blocos da topologia híbrida empregada em GIAE.	35
Figura 3.2 - Gerador de indução auto-excitado no modo de operação isolado.	37
Figura 3.3 - Amplitude da tensão de saída do gerador com variação de carga.	37
Figura 3.4 - Frequência da tensão de saída do gerador com variação de carga.....	38
Figura 3.5 - Curva de magnetização característica da máquina de indução.....	39
Figura 3.6 - Ponto de operação para auto-excitação do GI.	40
Figura 3.7 - Diagrama de blocos do sistema de controle do CER.....	43
Figura 3.8 - Sistema de manobra dos bancos de capacitores.....	46
Figura 3.9 - Fluxograma do método de controle dos bancos de capacitores.....	48
Figura 4.1 - Protótipo de Microcentral Hidrelétrica.	51
Figura 4.2 - Diagrama de manobra implementado.	52
Figura 4.3 - Protótipo dos bancos de capacitores chaveados.	52
Figura 4.4 - Planta do sistema elétrico considerada para simulação.	54
Figura 4.5 - Resultados de simulação da potência reativa do CER e processo de atuação do controle dos bancos de capacitores.....	55
Figura 4.6 - Tensões de linha geradas pelo GIAE com carga igual a 3,1 kW.....	56
Figura 4.7 - Comportamento das tensões de linha no barramento CA no ensaio completo.	57
Figura 4.8 - Auto-excitação do gerador de indução.	57
Figura 4.9 - Tensões geradas em regime permanente.	58
Figura 4.10 - Etapas de carregamento e entrada de controle do barramento CC.	58
Figura 4.11 - Corrente no banco de capacitores C1 sem resistor série.....	59
Figura 4.12 - Corrente no banco de capacitores C1 com resistor série.	59

Figura 4.13 - Tensões no barramento CA e corrente no CER a plena carga.....	60
Figura 4.14 - Tensões geradas V_{ab} e V_{bc} no barramento CA a plena carga.....	60
Figura 4.15 - Correntes do gerador com entrada de carga e banco de capacitor.....	61
Figura 4.16 - Corrente na carga com potência igual a 2,1 kW.....	61
Figura 4.17 - Comportamento da tensão no desacoplamento do banco de capacitores 2C e entrada do banco de capacitores C.	62
Figura 4.18 - Potência reativa processada pelo CER e acionamento de R_p , C e 2C.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Parâmetros do circuito equivalente do motor de indução trifásico.	36
Tabela 3.2 - Níveis de tensão eficaz em regime permanente.	44
Tabela 4.1 - Especificações do CER	50
Tabela 4.2 - Comparação entre as topologias analisadas.	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	–	Ampère
ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
C	–	Capacitância
CA	–	Corrente alternada
CC	–	Corrente contínua
CER	–	Compensador estático de reativos
DSP	–	Processador digital de sinais (<i>Digital Signal Processor</i>)
FOH	–	<i>First Order Holder</i>
FP	–	Fator de potência
FT	–	Função de transferência
GI	–	Gerador de indução
GIAE	–	Gerador de Indução Auto-excitado
GEPOC	–	Grupo de Eletrônica de Potência e Controle
GS	–	Gerador Síncrono
IFC	–	Compensador estático de reativos fonte de corrente
IFT	–	Compensador estático de reativos fonte de tensão
MCH	–	Mini Central Hidrelétrica
MIT	–	Máquina de indução trifásica
MP	–	Máquina primária
PCH	–	Pequena Central Hidrelétrica
PD	–	Proporcional-derivativo
PI	–	Proporcional-integral
PWM	–	Modulação por largura de pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>)
Q	–	Potência reativa

RAT	–	Regulador automático de tensão
SISO	–	Single input single output
V	–	Volt
VCFC	–	Velocidade constante – frequência constante
VVFC	–	Velocidade variável – frequência constante
VVFV	–	Velocidade variável – frequência variável
μCH	–	Microcentral Hidrelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

abc	–	Sistema de coordenadas estacionário em um sistema trifásico
C	–	Capacitância mínima dos bancos de capacitores chaveados
C_{CC}	–	Capacitância do barramento CC do inversor
C_{CA}	–	Capacitância do banco de excitação de GI
C_{MIN}	–	Banco de capacitores de excitação de GI
C_{sh}	–	Banco de capacitores controlados
$dq0$	–	Sistema de coordenadas síncronas em um sistema trifásico
i	–	Contador
iC	–	Número de bancos de capacitores rastreados
iC_{on}	–	Número de bancos de capacitores conectados no barramento CA
i_a, i_b, i_c	–	Correntes trifásicas
$i_{i_a}, i_{i_b}, i_{i_c}$	–	Correntes trifásicas do gerador
i_{base}	–	Corrente base
i_d, i_q	–	Correntes em eixos síncronos dq
I_m	–	Corrente de magnetização
f	–	Frequência síncrona
k_d	–	Ganho derivativo
k_i	–	Ganho integral
k_p	–	Ganho proporcional
L_f	–	Indutância do filtro de saída do inversor
n_r	–	Velocidade rotórica em rpm
P	–	Potência ativa
P_m	–	Potência mecânica
R_f	–	Resistência do filtro de saída do inversor

Q_C	–	Potência reativa a ser compensada
Q_{CER}	–	Potência reativa do CER
Q_{GER}	–	Potência reativa instantânea do gerador
Q_{GV}	–	Potência reativa do gerador a vazio
Q_{MIN}	–	Potência reativa mínima
$Q_{G_{1..7}}$	–	Vetor de comparação de potência reativa
R_p	–	Resistência de pré-inserção
R_s, R_r'	–	Resistência do estator e do rotor
s	–	Escorregamento
S	–	Potência aparente
T_{abc_dq0}	–	Matriz de transformação de abc para dq0
T_e	–	Torque eletromagnético
T_m	–	Torque mecânico
$u_{d_pwm},$	–	Sinais PWM em eixos dq
u_{q_pwm}		
u_v	–	Sinais de controle de tensão
v_a, v_b, v_c	–	Tensões trifásicas
v_{base}	–	Tensão base
V_1	–	Tensão de operação
V_L	–	Tensão medida
V_N	–	Tensão nominal
v_{cc}	–	Tensão do barramento CC do inversor
v_d, v_q	–	Tensões em eixos síncronos dq
x	–	Constante de proporcionalidade
X_{CA}	–	Reatância capacitiva
X_M	–	Reatância de magnetização

X_s, X_r	–	Reatância de dispersão do estator e do rotor
ω	–	Velocidade angular
ω_r	–	Velocidade angular rotórica
ω_{ref}	–	Velocidade angular de referência
ω_s	–	Velocidade elétrica (síncrona) do estator
θ	–	Deslocamento angular

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	20
1.1 Objetivos do Trabalho	20
1.1.1 Objetivos Específicos	20
1.2 Organização da Dissertação.....	21
1.3 Revisão bibliográfica	22
1.3.1 Topologias de regulação de tensão.....	23
2 ESTUDO DA MODELAGEM DO SISTEMA	26
2.1 Máquina de indução trifásica	27
2.1.1 Circuito equivalente.....	27
2.1.2 Gerador de Indução	28
2.2 Modelo dinâmico dos capacitores de excitação e CER.....	29
3 DESCRIÇÃO E PROCEDIMENTO DE PROJETO DO SISTEMA	35
3.1 Gerador de indução auto-excitado por banco de capacitores.....	36
3.1.1 Curva de saturação e operação da máquina de indução	38
3.2 Sistema de controle do CER.....	41
3.2.1 Circuito de partida temporizado	43
3.3 Projeto dos bancos de capacitores chaveados	44
3.3.1 Conexão dos bancos de capacitores no barramento do gerador	46
3.3.2 Algoritmo desenvolvido para controle dos bancos de capacitores chaveados	47
4 DESCRIÇÃO DO PROTÓTIPO E RESULTADOS	50
4.1 Descrição do Protótipo de Microcentral Hidrelétrica	50
4.1.1 Protótipo dos bancos de capacitores chaveados	51
4.2 Resultados de simulação e resultados experimentais	53
4.2.1 Resultados de simulação.....	53
4.2.2 Resultados experimentais	56
4.3 Análise de custo de implementação da topologia proposta.....	63
5 CONCLUSÃO.....	65
5.1 Principais contribuições	66
5.2 Sugestões para trabalhos futuros	66
6 REFERÊNCIAS	68
ANEXOS	72
Anexo A - Obtenção das equações da planta em eixos estacionário e síncrono.....	73
A.1 Normalização das Variáveis do Circuito	73
A.2 Equação de Estados da Planta em Coordenadas $\alpha\beta$.....	74
A.3 Equação de Estados da Planta em Coordenadas $dq0$	76

Anexo B – Método de sincronização e rastreamento de frequência	80
B.1 Descrição do novo método proposto.....	80
Anexo C – Projeto dos controladores aplicados no CER.....	82
C.1 Projeto dos controladores das malhas internas de corrente	82
C.2 Projeto do controlador da malha externa de tensão CC	83
C.3 Projeto do controlador da malha externa de tensão CA.....	85

1 INTRODUÇÃO

As projeções de consumo de energia elétrica apontam para a necessidade de investimentos maciços em um curto prazo de tempo para a ampliação da planta de geração de energia elétrica no Brasil (MARTINS; SOUZA, 2007), (ONS, 2010), onde as Microcentrais Hidrelétricas (μ CHs até 100 kW), ganham destaque em pequenos aproveitamentos de geração de energia elétrica.

Estudos comparativos mostram significantes vantagens econômicas para o sistema de geração usando geradores de indução auto-excitados em comparação a geradores síncronos para μ CHs (CHAPALLAZ et al., 1992). Além disso, o uso de geradores de indução com rotor gaiola de esquilo é atrativo para micro geração em áreas isoladas, devido a sua robustez, auto-proteção contra sobrecarga e pela sua elevada densidade de potência (W/kg) e reduzida manutenção (MACHADO; BUSO; POMILIO, 2011), (RECH et al., 2008) e (SANTOS, 2003). Por outro lado, a amplitude e a frequência das tensões de saída de um gerador de indução auto-excitado dependem da carga (SIMÕES; FARRET, 2007), necessitando essas grandezas de regulação.

A redução de custos, juntamente com o avanço tecnológico, são necessidades primordiais para sistemas de geração de energia elétrica, incluindo o gerador de indução auto-excitado (GIAE) que apresentam uma redução de custo em microcentrais. A conexão de um sistema, que opere em conjunto com o GIAE, que seja capaz de reduzir o custo global do sistema de regulação de tensão mantendo-se sua eficiente, são fatores determinantes para investimentos na ampliação energética.

1.1 Objetivos do Trabalho

Investigação de novas topologias de regulação de tensão, aplicadas a microcentrais hidrelétricas a partir de uma revisão bibliográfica. Estudo de uma nova topologia híbrida a três fios que emprega a topologia de comutação de capacitores juntamente com a topologia que utiliza compensadores estáticos de reativos.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Revisão bibliográfica das principais topologias publicadas na literatura que tratam da aplicação de GIAE em sistemas de geração;

- Estudo da modelagem do sistema, contemplando modelagem elétrica de GIAE e sistema elétrico considerado;
- Controle de amplitude das tensões nos terminais do GIAE por meio dos bancos de capacitores em conjunto com CER, quando operando em modo isolado;
- Análise de custos para implementação da topologia proposta
- Obtenção de resultados de simulação e experimentais a fim de validar a topologia proposta.

1.2 Organização da Dissertação

Além do Capítulo 1, que engloba uma breve introdução, justificativa, objetivo do trabalho e revisão bibliográfica, esta dissertação é dividida em cinco capítulos subsequentes organizados da seguinte forma:

Capítulo 2: *Estudo da Modelagem do sistema.* Apresenta a configuração proposta para o sistema de micro-geração hidrelétrica com GIAE, bem como a modelagem matemática do sistema completo, representado por: GI, capacitores de excitação, bancos de capacitores chaveados, indutores de filtro e CER.

Capítulo 3: *Descrição e procedimentos de projeto do sistema.* São explicitadas as características dinâmicas da topologia proposta, apresentando as metodologias de projeto dos controladores de tensão utilizados. Para tanto, está subdividido em três subsistemas, sendo que, o primeiro apresenta o processo de auto-exitação do GI por bancos de capacitores, curva de saturação da máquina de indução e sua região de operação, o segundo, descreve o projeto dos controladores aplicados na planta dedicada ao CER, o terceiro, explicita-se o projeto dos bancos de capacitores chaveados, a conexão destes no barramento do sistema e o controle a partir da potência reativa processada pelo CER.

Capítulo 4: *Descrição do protótipo e resultados.* Neste capítulo é apresentado o protótipo de regulação de tensão com a inclusão do *hardware* implementado da nova topologia. São também apresentados resultados experimentais obtidos a partir do protótipo com o intuito de validar o estudo e análises realizadas em ambiente de simulação.

Capítulo 5: Conclusão. Para finalizar este trabalho, são apresentadas as conclusões gerais relativas a configuração do sistema, desempenho da topologia híbrida proposta a três fios apresentando a viabilidade técnica com base nos resultados obtidos, bem como sugestões de trabalhos futuros.

1.3 Revisão bibliográfica

O gerador de indução apresenta uma característica particular associada à regulação da tensão gerada que se mostra dependente da carga aplicada a seus terminais e da velocidade de rotação, sendo esse o maior desafio à sua aplicação (BANSAL; BHATI; KOTHARI, 2003), (BANSAL, 2005) e (CHAUHAN; JAIN; SINGH, 2010).

Outra característica interessante do GI é a sua considerável flexibilidade de aplicação, pode-se classificar um sistema de geração com GI em termos do tipo de rotor, podendo ser rotor bobinado ou rotor gaiola de esquilo, tipo de acionamento, podendo ser velocidade constante ou velocidade variável, e pelo modo de operação, podendo ser conectado à rede ou em sistema isolado. Em termos de aplicação, pode-se classificar em três esquemas básicos de geração (BANSAL, 2005):

- Velocidade Constante – Frequência Constante (VCFC): neste esquema, a velocidade da máquina primária é mantida constante através de um sistema de controle de velocidade atuando sobre a variável de controle em questão, por exemplo, a vazão de água ou ângulo de pás em uma microcentral hidrelétrica, conforme a entrada e saída de carga nos terminais do gerador;
- Velocidade Variável – Frequência Constante (VVFC): característico de sistema de geração eólica devido à característica intermitente da velocidade do vento, neste esquema não se tem o controle sobre a velocidade do gerador. São utilizados então conversores em série com o gerador, responsáveis pela conversão da energia a níveis constantes de frequência e amplitude de tensão.
- Velocidade Variável – Frequência Variável (VVFV): unicamente aplicáveis a cargas resistivas destinadas ao aquecimento, as quais são insensíveis à variação de frequência, neste esquema as tensões do GI apresentam frequência variável proporcional à velocidade de operação.

A tensão nos terminais do GIAE é governada pela capacitância de excitação, pela velocidade da máquina primária e pela potência e fator de potência da carga aplicada, uma vez que a tensão terminal decresce com o aumento da diferença entre a potência reativa

fornecida pelos capacitores de excitação e a potência reativa requerida pelo próprio gerador e pelas cargas agregadas (BASSET; POTTER, 1935) e (MARRA; POMÍLIO, 1999). Assim, a regulação das tensões nos terminais do GIAE é sustentada através do balanço da potência reativa do sistema.

1.3.1 Topologias de regulação de tensão

Em (CHAUHAN; JAIN; SINGH, 2010) é apresentada uma classificação dos sistemas de controle para regulação de tensão, todos aplicados ao controle do balanço da potência reativa. Dentre as topologias destacam-se: As topologias que sugerem a comutação de cargas reativas, sendo elas capacitivas ou indutivas conforme Figura 1.1 e Figura 1.2, apresentam a vantagem de não injetarem componentes em alta frequência no sistema e apresentarem baixas perdas por comutação, porém o controle da tensão terminal ocorre em nível discreto prejudicando sua exata regulação (QUISPE et al., 1997) e (RAI et al., 1993);

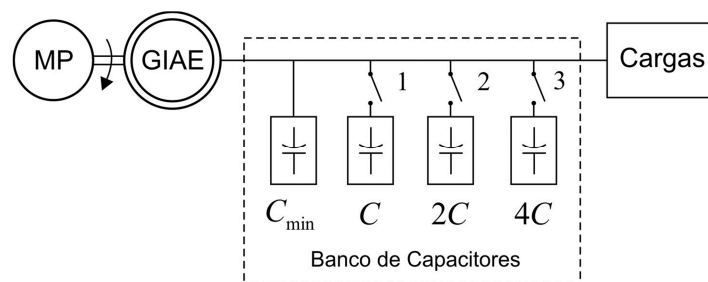


Figura 1.1 - Esquema baseado na comutação de capacitores em paralelo.

Fonte: (CHAUHAN; JAIN; SINGH, 2010).

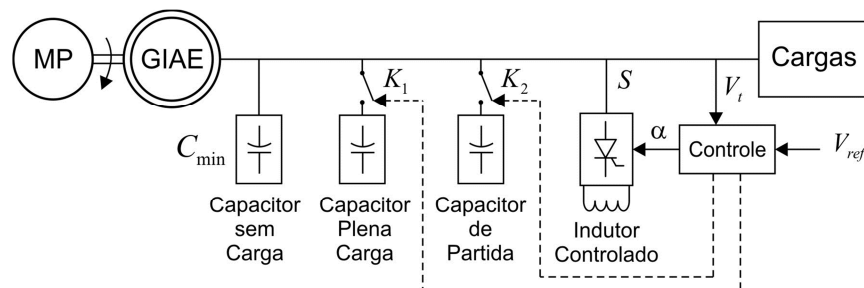


Figura 1.2 - Esquema baseado em indutor controlado por chave semicondutora.

Fonte: (CHAUHAN; JAIN; SINGH, 2010).

O esquema de regulação de tensão com compensação paralela baseado no uso de um reator com núcleo saturável (ALGHUWAINEM, 1998) é mostrada na Figura 1.3. Neste esquema, o banco de capacitores é dimensionado para condição extrema de compensação de potência reativa, ou seja, gerador a plena carga sendo esta indutiva, enquanto que, o reator com núcleo saturável absorve as correntes capacitivas em condições que não a de plena carga indutiva.

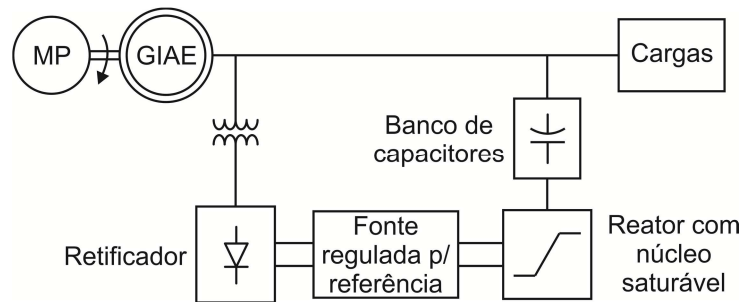


Figura 1.3 - Esquema baseado em reator com núcleo saturável.

Fonte: (CHAUHAN; JAIN; SINGH, 2010).

Os esquemas de regulação de tensão baseados em chaves semicondutoras, seja em compensação série ou paralela, seguem no geral o mesmo princípio que é o controle do balanço da potência reativa do sistema a partir da comutação de elementos capacitivos e/ou indutivos. As topologias divergem apenas na natureza do elemento comutado e na tecnologia da chave semicondutora.

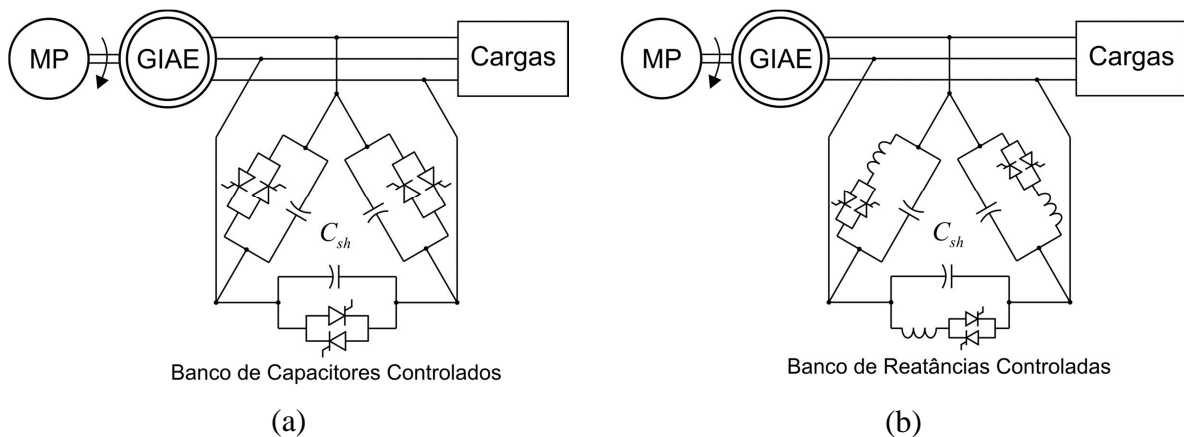


Figura 1.4 - (a) Regulação de tensão baseada no controle de capacitores em paralelo.

(b) Regulação de tensão baseada em variação de reatância em paralelo.

Fonte: (CHAUHAN; JAIN; SINGH, 2010).

As topologias que propõem a comutação em alta frequência das chaves semicondutoras, ajustando o ângulo de disparo das chaves de acordo com a potência reativa a ser compensada, mostrados na Figura 1.4 oferecem ajuste periódico e exato da tensão terminal com a desvantagem de impor perdas elevadas de comutação e injeção de distorções em alta frequência no sistema (AL-SAFFAR et al., 1998), (AHMED et al., 2004), (MURTHY et al., 2006), (WIJAYA et al., 2008) e (JAIN et al., 1996);

As topologias que fazem uso de compensadores estáticos de reativos seguem o princípio do controle de tensão pela injeção de correntes reativas no sistema, geradas por um compensador estático de reativos (CER) conectado em paralelo com o barramento de tensão (MARTINS; SOUZA, 2007). A compensação de reativos pode ser realizada a partir de CER fonte de tensão (IFT) ou fonte de corrente (IFC), conforme mostrado na Figura 1.5.

Em termos de aplicação, a utilização de IFC torna-se vantajosa para aplicações em altas potências. Em contrapartida, a utilização de IFT tornou-se mais predominante, devido ao pequeno volume dos capacitores e custo inferior se comparado com a estrutura IFC para as faixas de pequenas e médias potências (CAMARGO, 2002).

Dentro desta topologia, os diferentes estudos encontrados na literatura divergem unicamente no método de controle proposto ao inversor PWM.

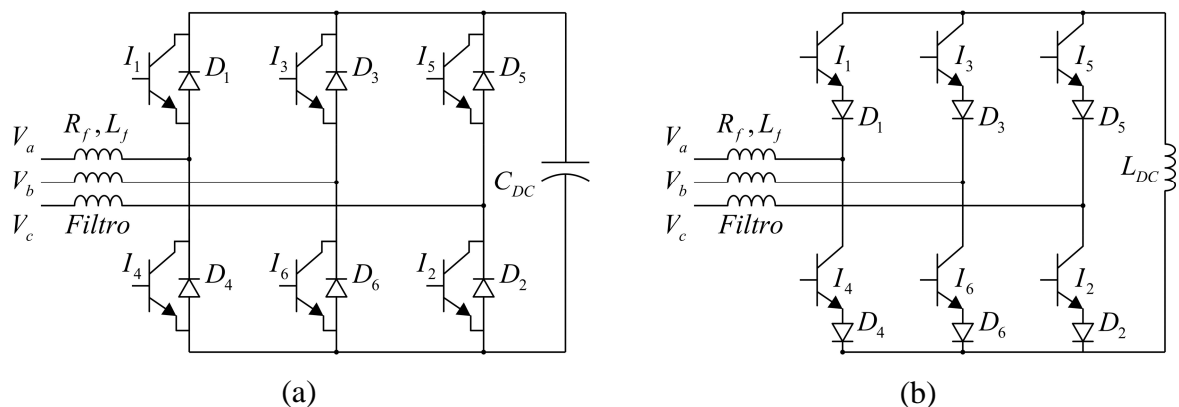


Figura 1.5 - (a) CER fonte de tensão e (b) CER fonte de corrente.

Fonte: (CHAUHAN; JAIN; SINGH, 2010).

2 ESTUDO DA MODELAGEM DO SISTEMA

A modelagem e controle de uma microcentral hidrelétrica na qual é considerada a utilização de GIAE como elemento gerador associado ao sistema (i.e., planta), permite a simulação através de software específico, com aproximação razoável ao do comportamento dinâmico da planta real. Através de um procedimento de projeto dos controladores, caracterizado pelo seu modelo, é possível realizar o controle das variáveis de interesse do sistema.

Neste contexto, este capítulo apresenta a topologia híbrida proposta para a regulação de tensão em GIAE, bem como a modelagem matemática do sistema completo, representado por: gerador de indução, capacitores de excitação, bancos de capacitores chaveados, indutores de filtro e compensador estático de reativos. O diagrama esquemático simplificado do sistema é apresentado na Figura 2.1.

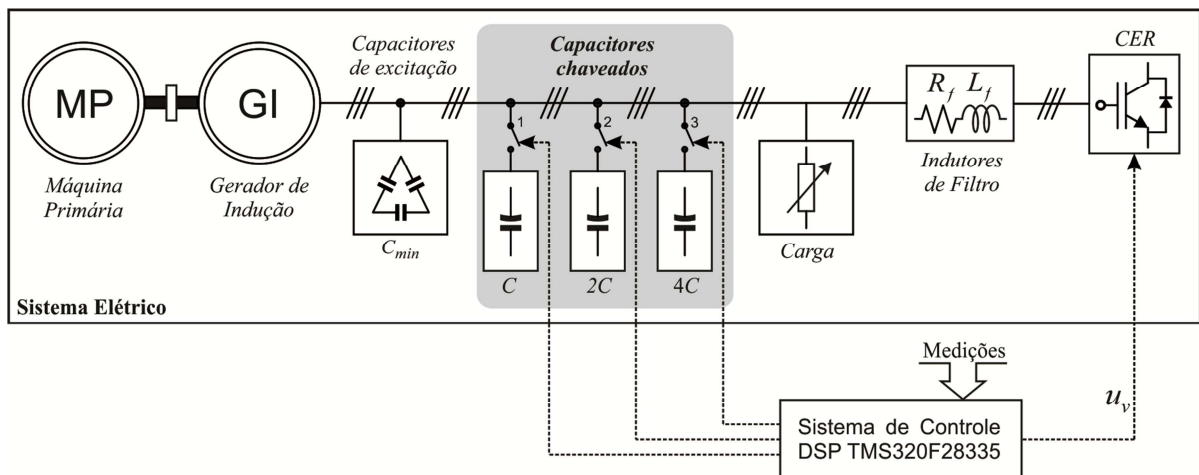


Figura 2.1 - Sistema híbrido simplificado para regulação de tensão.

O sistema elétrico apresentado é composto por um barramento trifásico, no qual estão conectados o gerador de indução, o banco de capacitores de excitação, os bancos de capacitores chaveados e o compensador estático de reativos, onde este é conectado através de um filtro indutivo.

A seguir será apresentada a modelagem do sistema híbrido proposto para a regulação de tensão, na qual, está dividido em dois subsistemas, sendo eles, gerador de indução e sistema composto pelos capacitores de excitação do gerador de indução e compensador estático de reativos e CER.

2.1 Máquina de indução trifásica

A máquina de indução apresenta características de reversibilidade na conversão de energia. Por apresentar bom desempenho, baixo custo de aquisição e simplicidade de utilização como gerador, levaram as máquinas de indução a um nível de popularidade quando utilizadas como motor de indução.

As máquinas de indução trifásicas (MIT) tem como característica principal a habilidade em operar tanto como motor ou gerador (BARBI, 1985), (KRAUSE et al., 1986), (ONG, 1997) e (KRAUSE; THOMAS, 1965). A máquina de indução operando como motor trabalha abaixo da velocidade síncrona imposta pela rede, já operando como gerador, trabalha acima da frequência da tensão gerada.

2.1.1 Circuito equivalente

O circuito equivalente por fase do motor de indução com rotor gaiola de esquilo, em regime permanente, é mostrado na Figura 2.2. Considerando uma perfeita simetria entre os enrolamentos, sendo que o MIT é composto por três pares idênticos de enrolamento primário e secundário, é possível considerar um único par de enrolamentos na análise do comportamento do motor em regime permanente. O circuito é constituído pelas resistências e reatâncias de dispersão dos enrolamentos do estator, R_s e X_s , e do rotor, R'_r e X'_r , respectivamente. X_M é a reatância de magnetização do entreferro e R_M representa a resistência para as perdas no núcleo e perdas por atrito. A tensão terminal por fase no estator é representada por V_s enquanto V_M representa a tensão de entreferro por fase.

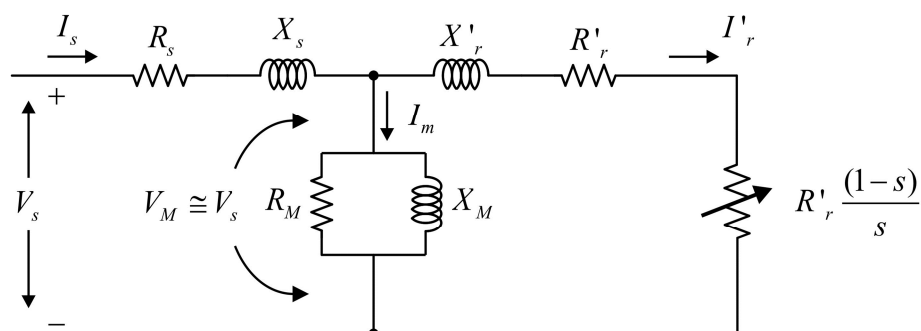


Figura 2.2 - Circuito equivalente por fase de um motor de indução em regime permanente.

O escorregamento s do motor, definido pela relação entre a velocidade elétrica do estator (ω_s), ou frequência síncrona da rede, e a velocidade angular rotórica (ω_r) é expressa pela equação (2.1), e a velocidade síncrona ou rotação síncrona (n_s), definida pelo número de pólos (p) e a frequência (f), é expressa por (2.2), respectivamente.

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2.1)$$

$$n_s = \frac{120 f}{p} \quad (2.2)$$

2.1.2 Gerador de Indução

A curva característica de máquinas de indução trifásica é mostrada na Figura 2.3, tendo a relação torque elétrico/velocidade e torque elétrico/escorregamento. As máquinas de indução apresentam especificamente este procedimento, pois seus parâmetros de projeto são propostos de forma a obter o máximo torque próximo à velocidade síncrona de operação e com valor igual a duas ou três vezes o valor do torque nominal da máquina utilizada. A curva é exposta em termos da relação (ω_r / ω_s), sendo ω_r a velocidade rotória (ou mecânica) e ω_s a velocidade estatórica (ou síncrona), e do escorregamento s , todas em pu . Constata-se que quando a velocidade mecânica é igual à velocidade síncrona da máquina (100% de ω_s), o conjugado mecânico desenvolvido pela máquina é nulo.

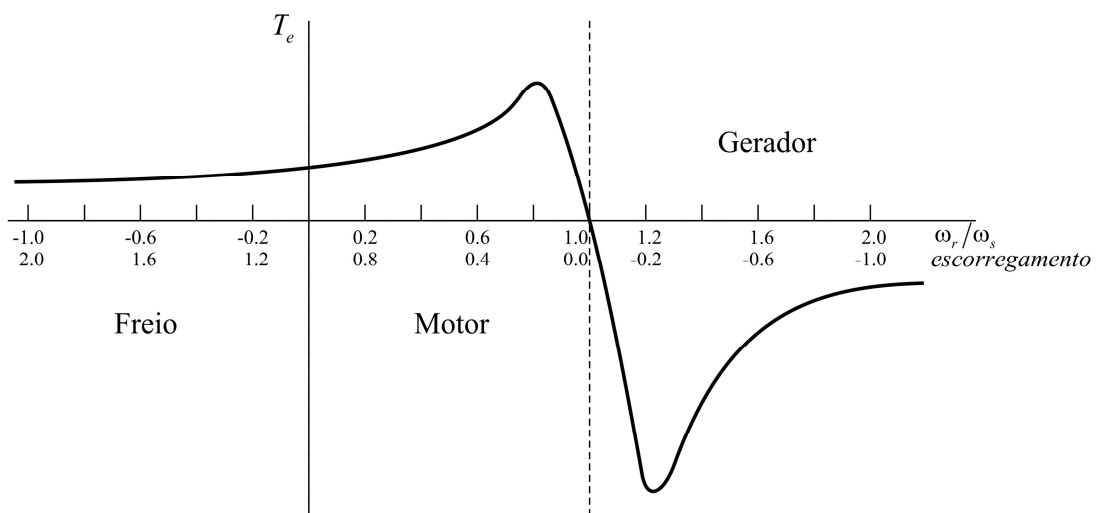


Figura 2.3 - Curva característica em regime permanente do MIT.
Relação torque elétrico/velocidade e torque elétrico/escorregamento.

Fonte: (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 1986).

Existem três regiões diferentes de operação da máquina de indução em regime permanente, ou seja, quando o escorregamento trabalha entre zero e um, o sentido de rotação do rotor (ω_r) é o mesmo do campo girante (ω_s), o torque elétrico (T_e) é positivo e a máquina recebe potência elétrica, operando como motor; Na região na qual o escorregamento for menor que zero, o rotor e o campo girante movem-se no mesmo sentido, a velocidade do rotor é maior do que a velocidade síncrona, ocasionando um escorregamento negativo. O torque elétrico é negativo. A máquina recebe potência mecânica e entrega potência elétrica para o sistema ao qual o estator está conectado, operando como gerador. E, por fim, a operação como freio, no qual o escorregamento é maior que um, o campo girante gira em sentido oposto ao rotor, e ocorre quando se faz a inversão na conexão de 2 fases do estator, provocando a súbita mudança no sentido de rotação do campo. O conjugado desenvolvido é positivo. A máquina recebe potência elétrica e desenvolve conjugado no sentido contrário ao de rotação.

Nesta direção, se uma máquina de indução for acionada por uma máquina primária a uma velocidade maior que a frequência síncrona, o escorregamento será negativo e a máquina atuará como gerador. A máquina de indução transforma a potência mecânica provida à seu eixo pela máquina primária, (turbina hidráulica, turbina eólica, motor a combustão, outros) em potência elétrica nos terminais do estator.

2.2 Modelo dinâmico dos capacitores de excitação e CER

O modelo dinâmico do sistema proposto é constituído do gerador de indução, banco de capacitores de excitação, CER trifásico e filtro de entrada L_f (e resistência interna R_f). Para a simplificação do modelo, o gerador de indução e o capacitor do barramento CC do CER são assumidos como fonte de tensão ideal, os capacitores chaveados de regulação são desconsiderados.

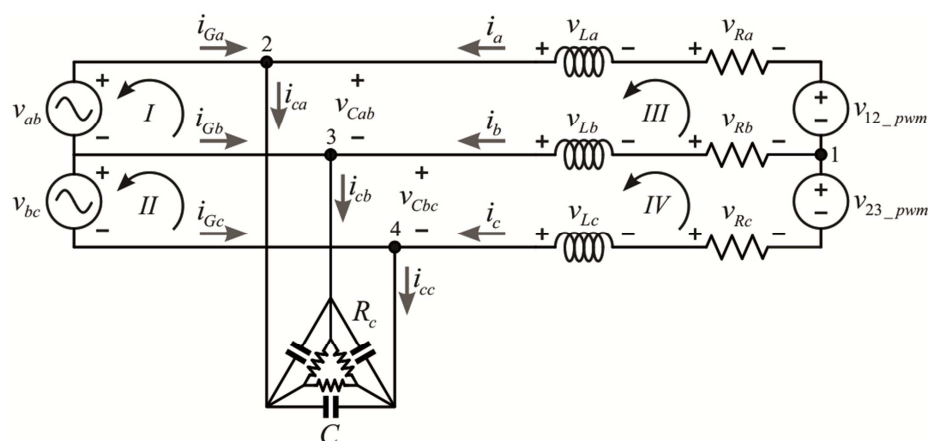


Figura 2.4 - Circuito equivalente utilizado para obter as equações da planta.

A modelagem elétrica do sistema pode ser definida conforme a Figura 2.4, utilizando-se das leis de Kirchhoff, é possível obter as equações diferenciais de primeira ordem das tensões e correntes associadas a esse circuito.

Aplicando as leis de Kirchhoff das tensões nas malhas I, II, III e IV da Figura 2.4, obtém-se as seguintes equações:

$$v_{ab} + v_{Cab} = 0, \quad (2.3)$$

$$v_{bc} + v_{Ccb} = 0, \quad (2.4)$$

$$u_{12_pwm} + v_{Ra} + v_{La} - v_{Cab} - v_{Rb} - v_{Lb} = 0 \quad (2.5)$$

$$u_{23_pwm} + v_{Rb} + v_{Lc} - v_{Cbc} - v_{Rc} - v_{Lc} = 0 \quad (2.6)$$

Pelas leis de Kirchhoff das correntes no nó 1, tem-se:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (2.7)$$

Portanto, pode-se afirmar que:

$$\frac{di_a}{dt} + \frac{di_b}{dt} + \frac{di_c}{dt} = 0 \quad (2.8)$$

Assumindo que as resistências, R_f , e indutâncias, L_f , e do filtro são idênticas, e sendo a queda de tensão sobre estas definidas por:

$$v_{Rx} = R_f i_x \quad (2.9)$$

$$v_{Lx} = L_f \frac{di_x}{dt} \quad (2.10)$$

onde x representa o sistema de coordenadas a , b e c .

A queda de tensão nas resistências do filtro, a partir da multiplicação de R_f em cada termo da equação (2.7), tem-se:

$$v_{Ra} + v_{Rb} + v_{Rc} = 0 \quad (2.11)$$

Da mesma forma, a queda de tensão nas indutâncias do filtro, multiplicando L_f em cada termo da equação (2.8), obtém-se:

$$v_{La} + v_{Lb} + v_{Lc} = 0 \quad (2.12)$$

Reescrevendo as equações (2.5), (2.6), (2.11) e (2.12) na forma matricial, e isolado os termos referentes a queda de tensão nas resistências e indutâncias do filtro tem-se:

$$\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{Ra} + v_{La} \\ v_{Rb} + v_{Lb} \\ v_{Rc} + v_{Lc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ab} - u_{12_pwm} \\ v_{bc} - u_{23_pwm} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Pré-multiplicado os dois lados da equação (2.13), pela seguinte matriz,

$$\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \quad (2.14)$$

obtem-se a seguinte equação na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} v_{Ra} + v_{La} \\ v_{Rb} + v_{Lb} \\ v_{Rc} + v_{Lc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 1 \\ -1 & 1 & 1 \\ -1 & -2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ab} - u_{12_pwm} \\ v_{bc} - u_{23_pwm} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Isolando-se os termos do lado direito da equação (2.15), tem-se:

$$\begin{bmatrix} v_{Ra} + v_{La} \\ v_{Rb} + v_{Lb} \\ v_{Rc} + v_{Lc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ -1 & 1 \\ -1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ab} \\ v_{bc} \end{bmatrix} + \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -2 & -1 \\ 1 & -1 \\ 1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{12_pwm} \\ u_{23_pwm} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Transformando as grandezas de linha para fase nos termos do lado direito da equação (2.16), através da matriz de transformação de linha para fase dada na equação abaixo:

$$\mathbf{T}_{linha/fase} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

tem-se:

$$\begin{bmatrix} v_{Ra} + v_{La} \\ v_{Rb} + v_{Lb} \\ v_{Rc} + v_{Lc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} + \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{1_pwm} \\ u_{2_pwm} \\ u_{3_pwm} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Isolando os termos v_{Lx} da equação (2.18) e obtendo as correntes i_a , i_b e i_c e suas derivadas a partir da equação (2.10), obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_a}{dt} \\ \frac{di_b}{dt} \\ \frac{di_c}{dt} \end{bmatrix} = \frac{R_f}{L_f} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{3L_f} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} + \frac{1}{3L_f} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{1_pwm} \\ u_{2_pwm} \\ u_{3_pwm} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Pelas leis de Kirchhoff das correntes nos nós 2, 3 e 4 tem-se:

$$i_{Ca} = i_{Ga} + i_a \quad (2.20)$$

$$i_{Cb} = i_{Gb} + i_b \quad (2.21)$$

$$i_{Ca} = i_{Ga} + i_a \quad (2.22)$$

onde:

$$i_{Ca} = C \frac{dv_{Ca}}{dt} + \frac{v_{Ca}}{R_C} \quad (2.23)$$

$$i_{Cb} = C \frac{dv_{Cb}}{dt} + \frac{v_{Cb}}{R_C} \quad (2.24)$$

$$i_{Cc} = C \frac{dv_{Cc}}{dt} + \frac{v_{Cc}}{R_C} \quad (2.25)$$

Substituindo as equações (2.23), (2.24) e (2.25) em (2.20), (2.21) e (2.22), respectivamente, e isolando os termos em derivada, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \frac{dv_{Ca}}{dt} \\ \frac{dv_{Cb}}{dt} \\ \frac{dv_{Cc}}{dt} \end{bmatrix} = \frac{1}{C} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{CR_C} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{Ca} \\ v_{Cb} \\ v_{Cc} \end{bmatrix} + \frac{1}{C} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Ga} \\ i_{Gb} \\ i_{Gc} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

A partir das equações (2.3) e (2.4) pode-se concluir:

$$v_{Ca} = v_a \quad (2.27)$$

$$v_{Cb} = v_b \quad (2.28)$$

$$v_{Cc} = v_c \quad (2.29)$$

Então, a representação por espaço de estados em coordenadas estacionárias abc é dada por:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}_{abc} \mathbf{x}(t) + \mathbf{B}_{abc} \mathbf{u}(t) + \mathbf{F}_{abc} \mathbf{w}(t) \quad (2.30)$$

onde:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_{1pwm} \\ u_{2pwm} \\ u_{3pwm} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{w} = \begin{bmatrix} i_{Ga} \\ i_{Gb} \\ i_{Gc} \end{bmatrix}; \quad (2.31)$$

$$\mathbf{A}_{abc} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & 0 & 0 & \frac{2}{3L_f} & \frac{-1}{3L_f} & \frac{-1}{3L_f} \\ 0 & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & \frac{-1}{3L_f} & \frac{2}{3L_f} & \frac{-1}{3L_f} \\ 0 & 0 & -\frac{R_f}{L_f} & \frac{-1}{3L_f} & \frac{-1}{3L_f} & \frac{2}{3L_f} \\ \frac{1}{C} & 0 & 0 & \frac{-1}{CR_C} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C} & 0 & 0 & \frac{-1}{CR_C} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{C} & 0 & 0 & \frac{-1}{CR_C} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$\mathbf{B}_{abc} = \frac{1}{3L_f} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$\mathbf{F}_{abc} = \frac{1}{C} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

A partir das equações de espaço de estados em coordenadas estacionárias abc , e fazendo uso de matrizes de transformações apropriadas, é possível decompor o sistema original em um sistema normalizado, composto de apenas dois eixos, direto e quadratura, e eliminar os termos variantes no tempo. Esta técnica foi descrita em (SCHERER, 2012) e apresentadas no Anexo A, obtendo-se ao final as seguintes matrizes:

$$\dot{\mathbf{x}}_{dq}(t) = \mathbf{A}_{dq} \mathbf{x}_{dq}(t) + \mathbf{B}_{dq} \mathbf{u}_{dq}(t) + \mathbf{F}_{dq} \mathbf{w}_{dq}(t) \quad (2.35)$$

$$\mathbf{x}_{dq} = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ v_d \\ v_q \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u}_{dq} = \begin{bmatrix} u_{d_pwm} \\ u_{q_pwm} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{w}_{dq} = \begin{bmatrix} i_{Gd} \\ i_{Gq} \end{bmatrix}; \quad (2.36)$$

$$\mathbf{A}_{dq} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & -\omega & \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} & 0 \\ \omega & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} \\ \frac{i_{base}}{C v_{base}} & 0 & -\frac{1}{C R_C} & -\omega \\ 0 & \frac{i_{base}}{C v_{base}} & \omega & -\frac{1}{C R_C} \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

$$\mathbf{B}_{dq} = \frac{v_{base}}{i_{base} L_f} \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

$$\mathbf{F}_{dq} = \frac{i_{base}}{C v_{base}} \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Neste capítulo foi apresentado a modelagem do sistema proposto, considerando o gerador de indução e o sistema elétrico. Estes modelos servirão de base para o projeto dos controladores, bem como o funcionamento do gerador de indução no projeto do banco de capacitores de excitação e bancos de capacitores chaveados, explicitados no Capítulo 3.

3 DESCRIÇÃO E PROCEDIMENTO DE PROJETO DO SISTEMA

Este capítulo descreve os componentes de uma forma mais detalhada e o procedimento de projeto do sistema de micro geração hidrelétrica com GIAE. Para tanto, está subdividido em três subsistemas, sendo que, o primeiro apresenta o processo de auto-exitação do GI por bancos de capacitores, curva de saturação da máquina de indução e sua região de operação, o segundo, descreve o projeto dos controladores aplicados na planta dedicada ao CER. No item 3.3 explicita-se o projeto dos bancos de capacitores chaveados, a conexão destes no barramento do sistema e o controle a partir da potência reativa processada pelo CER.

Tendo como base os modelos apresentados no capítulo anterior e a simplificação matemática do sistema, para melhor entendimento é apresentado o diagrama completo mostrado na Figura 3.1. No diagrama percebe-se a presença de dois sistemas de controle, constituído de diferentes blocos com funções definidas, sendo um dedicado ao CER e outro responsável pelo controle dos bancos de capacitores chaveados.

O sistema de regulação de tensão requer a utilização de cinco sensores, sendo um para medição da tensão CC do barramento do inversor, dois para a medição das correntes de saída do CER e outros dois para a medição das tensões de linha de saída do GIAE.

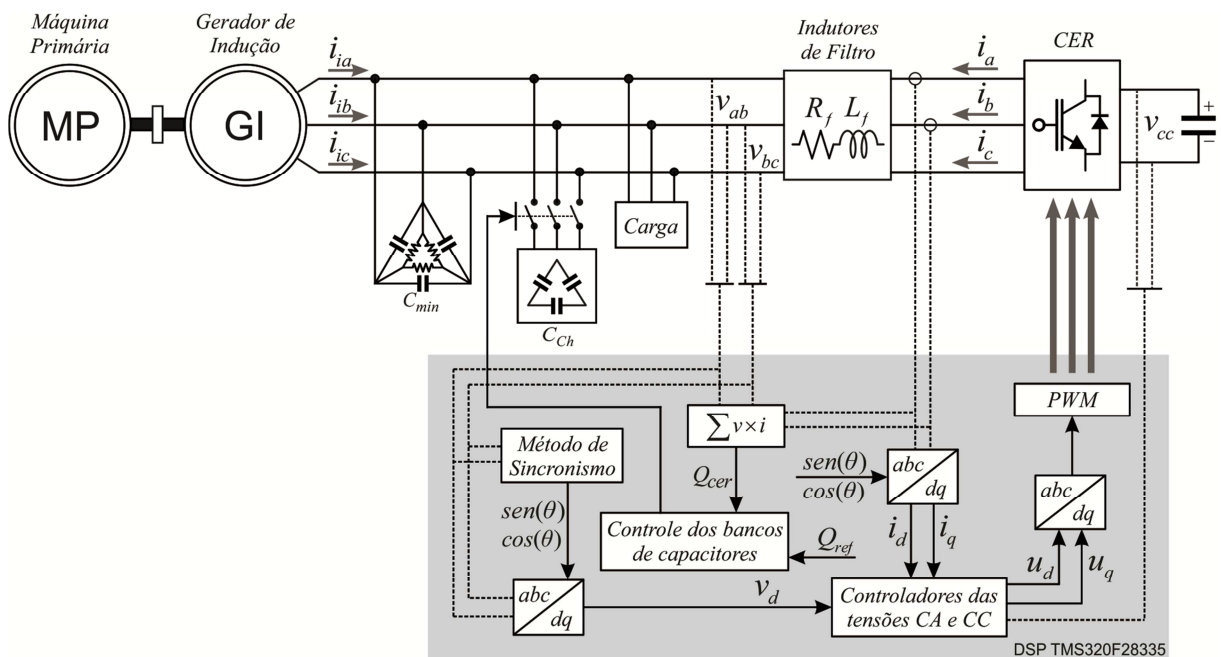


Figura 3.1 - Diagrama de blocos da topologia híbrida empregada em GIAE.

Os dados da placa da MIT considerado para simulação e posteriormente para desenvolvimento experimental é apresentado.

- Fabricante: VOGES Motores;
- Tipo de Rotor: Gaiola de Esquilos;
- Tipo: Alto Rendimento;
- Potência: 5 cv (3,68 kW) ;
- Tensão: 220/380 V;
- Número de Pólos: 4 pólos;
- Rotação nominal: 1720 rpm;
- Rendimento: 87,5%;
- Fator de Potência (FP): 0,81;

Conforme descrito em (AZZOLIN, 2008) tendo-se os dados de placa, foram realizados ensaios para determinar os parâmetros do circuito equivalente do gerador de indução, apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Parâmetros do circuito equivalente do motor de indução trifásico.

Parâmetro	Valor
R_s	0,66 Ω
X_s	0,929 Ω
R_r'	0,25 Ω
X_r'	0,929 Ω
X_M	24,2 Ω

3.1 Gerador de indução auto-excitado por banco de capacitores

O gerador de indução quando acionado por uma máquina primária, apresenta uma tensão muito pequena em seu estator por não possuir um circuito de campo, assim, necessitando de potência reativa para sua magnetização. Essa tensão induzida pelo magnetismo residual tem frequência proporcional à velocidade de acionamento do rotor e sua amplitude depende de quanto magnetizado está o núcleo do GI.

Para que ocorra o processo de auto-excitação do GI, é necessário o uso de uma fonte de energia reativa para produzir a corrente de magnetização e manter o campo magnético do estator. Assim, é possível que uma máquina de indução funcione como um gerador isolado, independentemente de qualquer sistema de potência, desde que sejam usados, por exemplo, capacitores para fornecer a potência reativa requerida pelo gerador, como ilustrado na Figura 3.2.

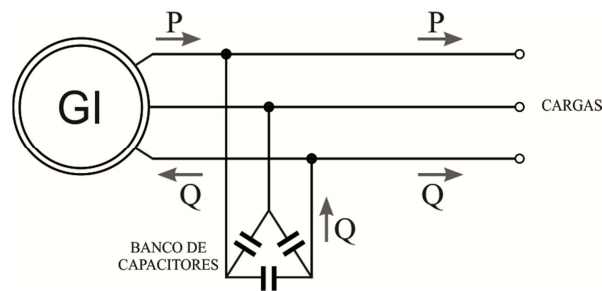


Figura 3.2 - Gerador de indução auto-excitado no modo de operação isolado.

A amplitude da tensão nos terminais do GIAE, mantendo-se a velocidade da máquina constante, depende do valor da capacitância e da carga conectada. Com o acréscimo de carga tendo a capacitância fixa, ocorre um decréscimo na tensão gerada e variação na frequência síncrona, sendo que a frequência é proporcional a velocidade do rotor, capacitância e carga conectada (RECH, 2007).

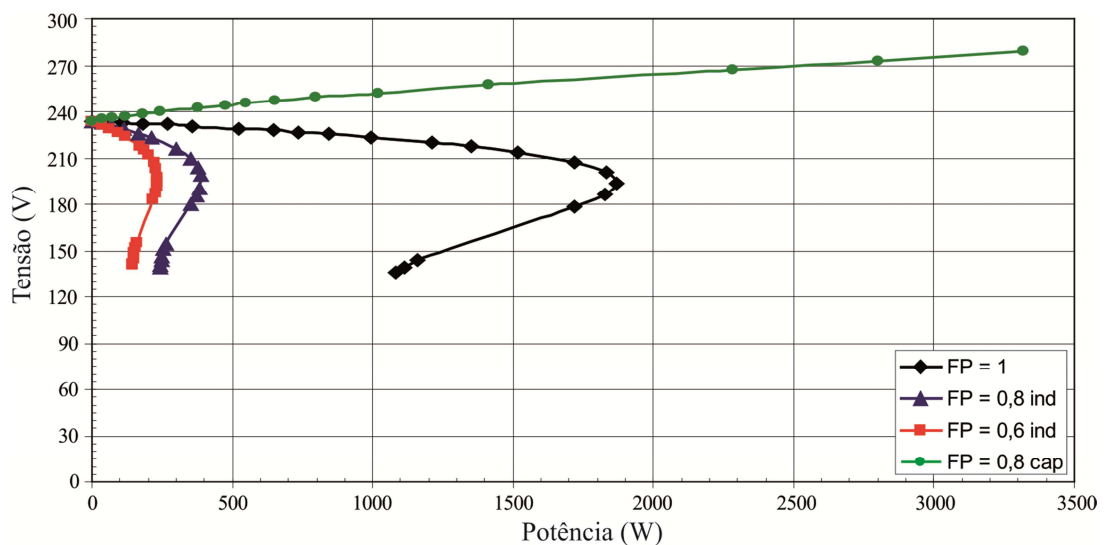


Figura 3.3 - Amplitude da tensão de saída do gerador com variação de carga.

Fonte: (RECH, 2007).

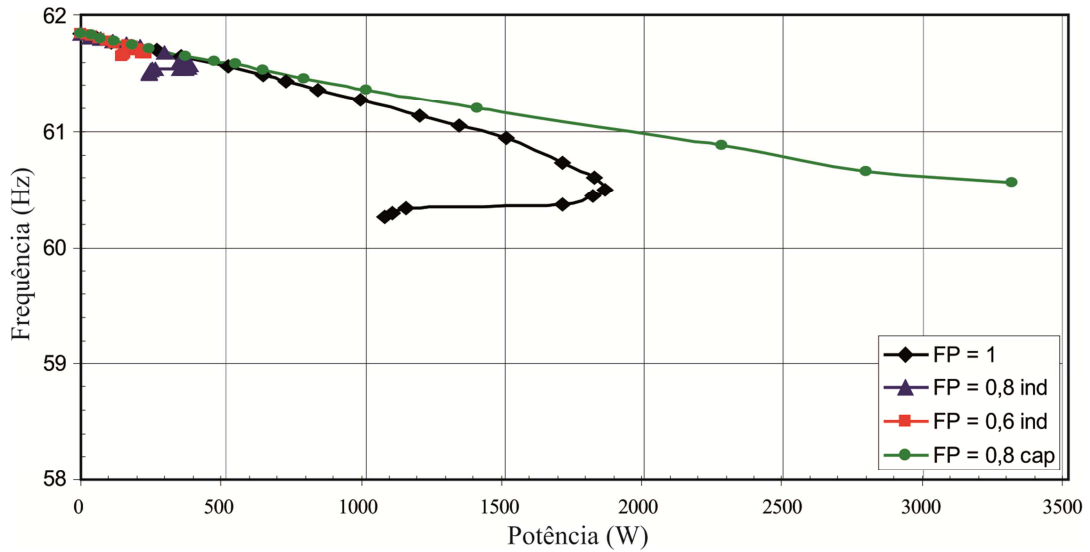


Figura 3.4 - Frequência da tensão de saída do gerador com variação de carga.

Fonte: (RECH, 2007).

A partir da Figura 3.3 é possível verificar que a amplitude da tensão de saída varia significativamente com a mudança da carga. Essa variação é mais significativa para cargas indutivas, pois o banco de capacitores usados para a excitação do gerador fornece parte de sua energia reativa para a carga, reduzindo a energia reativa fornecida ao gerador e, portanto, reduzindo a amplitude da tensão gerada. Por outro lado, a tensão de saída pode até aumentar quando a carga possui uma característica capacitiva, pois o gerador de indução recebe uma maior quantidade de energia reativa. Percebeu-se que existe uma carga máxima que o gerador suporta, sendo que a partir desse ponto a amplitude da tensão cai significativamente ou até mesmo se reduz a zero (perda de excitação).

Como mostrado na Figura 3.4 a frequência da tensão gerada varia com a mudança da potência ativa da carga. Além disso, cargas com a mesma potência ativa, mas com fatores de potência distintos, apresentam tensões de saída com frequências diferentes, pois as amplitudes das tensões de saída são distintas para cargas com fatores de potência distintos. Contudo, a variação da frequência não é tão significativa quanto a variação da amplitude da tensão.

3.1.1 Curva de saturação e operação da máquina de indução

O gerador de indução apresenta uma característica de magnetização não linear, com a saturação magnética de seu núcleo. A característica indutiva da máquina assíncrona é representada no seu modelo em regime permanente pela reatância de magnetização (X_M).

A curva de magnetização de uma máquina de indução relaciona a tensão terminal da mesma com a sua corrente de magnetização, sendo esta obtida quando conectado o motor a vazio por meio de uma fonte externa de tensão variável. Variando-se esta desde zero a 25% da tensão nominal da máquina, registrando-se diferentes valores de tensão terminal e os respectivos valores de corrente de estator, pode-se obter a curva de magnetização apresentada na Figura 3.5.

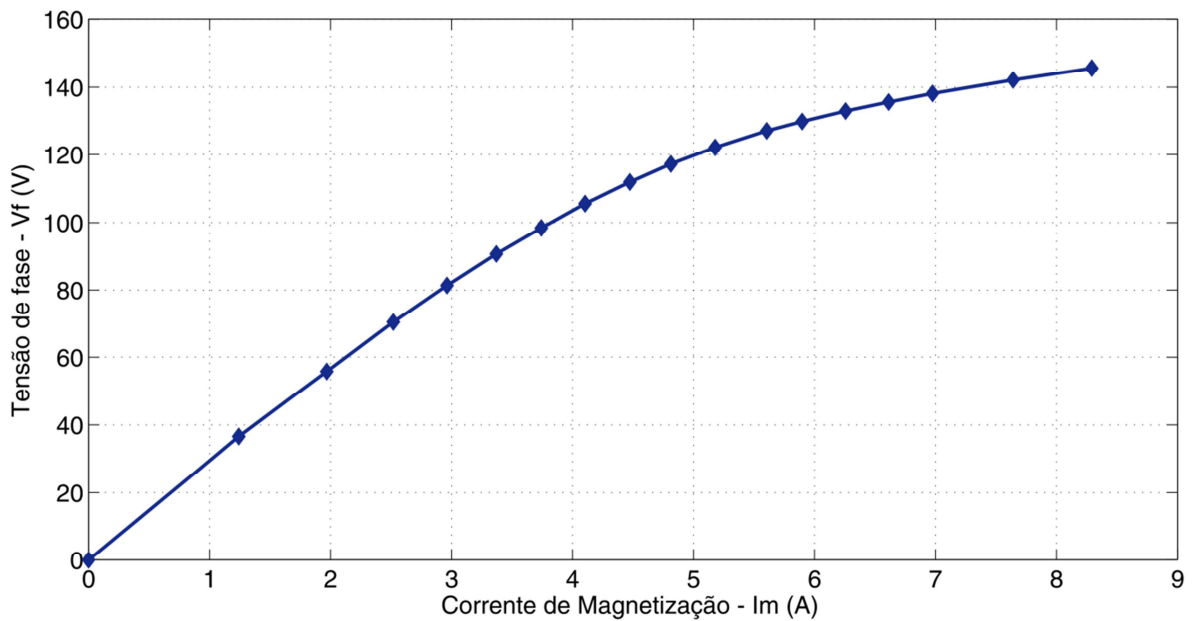


Figura 3.5 - Curva de magnetização característica da máquina de indução.

Sendo o GI acionado por uma máquina primária, e esta isolado da rede operando sem carga, a tensão em seus terminais será determinada pela potência reativa suprida pelo banco de capacitores conectado em paralelo aos terminais do GI. Através da curva de magnetização apresentada na Figura 3.5 e das equações (3.1), (3.2) e (3.3) é possível determinar a capacitância que compensa a potência reativa magnetizante do GI, determinada pela reatância magnetizante na tensão de operação (V_i).

$$X_M = V_1 / I_m \quad (3.1)$$

$$X_{CA} = X_M \quad (3.2)$$

$$C_{CA} = \frac{1}{2\pi f X_{CA}} \quad (3.3)$$

A igualdade entre a reatância magnetizante (X_M) do GI e a reatância capacitiva (X_{CA}) de um determinado banco de capacitores com capacitância C_{CA} , para uma tensão de operação (127 V) e frequência f (60 Hz), é possível determinar o ponto de operação para auto-excitação do GI interceptando a curva de magnetização pela reta que representa a reatância capacitiva, conforme a Figura 3.6.

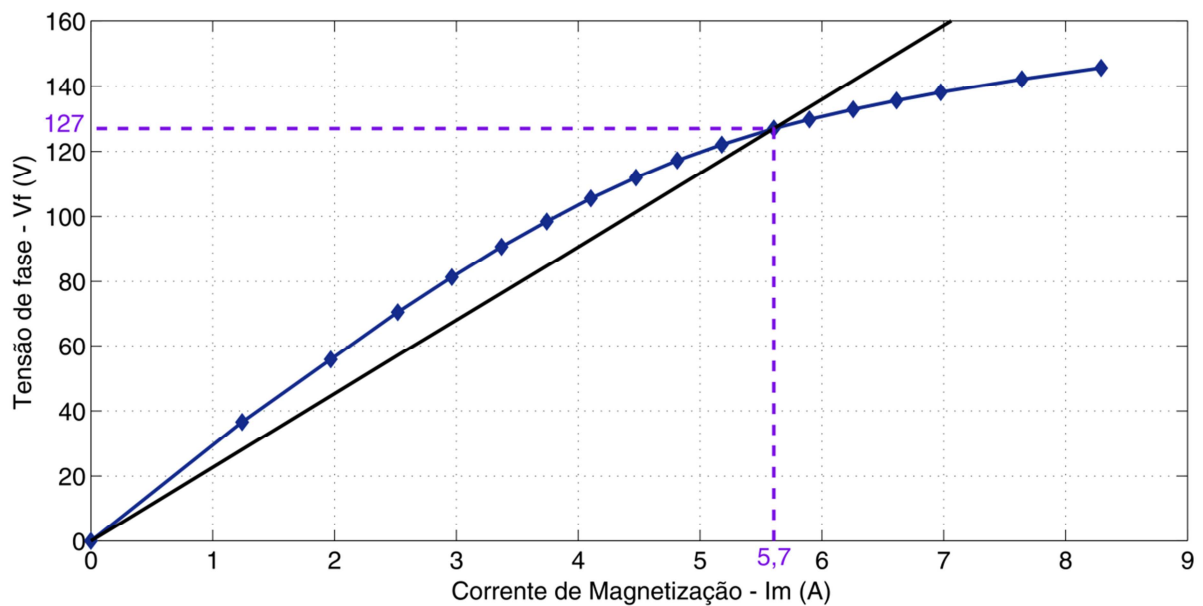


Figura 3.6 - Ponto de operação para auto-excitação do GI.

Considerando a curva de magnetização apresentada, para obter uma tensão de linha de 220 V, o que corresponde a uma tensão de fase de 127 V, a corrente de magnetização considerada é igual a 5,7 A. Sendo o gerador acionado à uma velocidade de 1800 rpm, a frequência da tensão gerada à vazio (considerado nulo) é de 60 Hz. Logo, a partir das equações (3.1) e (3.3), obtêm-se o valor de capacitância igual a $117 \mu\text{F}$. Como o banco de capacitores é conectado em Δ , o valor das capacitâncias é dividido por três, obtendo-se então o valor de $39 \mu\text{F}$. Por não se tratar de um valor comercial de capacitância, adotou-se o valor comercial de $40 \mu\text{F}$ para cada um dos capacitores de excitação.

3.2 Sistema de controle do CER

Distintos métodos de regulação de tensão, que utilizam compensadores de reativos, tais como bancos de capacitores chaveados, indutores variáveis ou reatores saturados, foram indicados inicialmente como solução para o problema de regulação de tensão do GIAE, conforme apresentado no item 1.3.1. Estudos recentes nas áreas de conversores estáticos de potência e processamento digital de sinais promoveram a aplicação de algoritmos de controle e geraram o desenvolvimento de novas topologias nesta área. Dentre estas, destaca-se o método de regulação de tensão a partir da compensação de reativos por meio de CER, evidenciando o emprego de um CER alimentado em tensão, conectado em paralelo com os terminais do gerador de indução, banco de capacitores e cargas CA (KUO; WANG, 2001) e (AHMED et al., 2007). Neste sistema, apresentado na Figura 3.1, tendo pequenas modificações foi inicialmente proposto em (RECH et al., 2008), sendo posteriormente utilizado em outras publicações (SCHERER et al., 2011), (SCHERER; CAMARGO, 2011), (TISCHER et al., 2012). O CER atua como um capacitor e injeta potência reativa no sistema quando as tensões de saída do gerador de indução são menores que a tensão de referência. Por outro lado, o inversor atua como uma carga indutiva e absorve potência reativa do sistema de geração quando as tensões do barramento CA são maiores que o valor desejado. Esta topologia exige a aplicação de controladores dedicados ao controle das tensões geradas especificamente projetados com base na planta considerada.

Os terminais do gerador de indução são conectados ao lado CA do CER através de indutores, que, juntamente com o banco de capacitores de excitação do GI (C_{min}), compõem um filtro de segunda-ordem trifásico que promovem a redução de harmônicos de alta frequência produzidos pelo inversor. O valor dos indutores de filtro definem a frequência de ressonância do filtro, uma vez que o valor dos capacitores é fixado pelas características magnetizantes do GI. A equação abaixo possibilita o cálculo dos indutores.

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC_{min}}} \quad (3.1)$$

Adotando-se o valor de 2,5 mH para os indutores de filtro, obtêm-se a frequência de corte de 500 Hz, sendo este valor considerado suficiente para filtrar as componentes na frequência de 10 kHz provenientes do CER.

O sistema de controle é desenvolvido empregando um sistema de coordenadas síncronas dq , sendo esta uma prática usual para aplicações com máquinas elétricas trifásicas,

uma vez que o problema de rastreamento é modificado para um problema de regulação, o que torna possível o uso de controladores do tipo proporcional-integral (PI) para regular as variáveis de interesse. Portanto, as variáveis de realimentação medidas no sistema abc devem ser transformadas para os eixos dq , utilizando a seguinte transformação:

$$T_{dq} = \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{6}}{3} \cos(\theta) & -\frac{\sqrt{6}}{6} \cos(\theta) + \frac{\sqrt{2}}{2} \text{sen}(\theta) & -\frac{\sqrt{6}}{6} \cos(\theta) - \frac{\sqrt{2}}{2} \text{sen}(\theta) \\ -\frac{\sqrt{6}}{3} \text{sen}(\theta) & \frac{\sqrt{6}}{6} \text{sen}(\theta) + \frac{\sqrt{2}}{2} \cos(\theta) & \frac{\sqrt{6}}{6} \text{sen}(\theta) - \frac{\sqrt{2}}{2} \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Percebe-se que a matriz de transformação da equação (3.2) exige o conhecimento do ângulo de sincronismo θ ou dos sinais seno e cosseno. Para obtenção destes sinais é utilizado o método de sincronismo conforme descrito no Anexo B. É importante salientar que o desempenho do sistema de controle é diretamente influenciado pelo desempenho do método de sincronismo aplicado, resultando em tensões de saída distorcidas e/ou desequilibradas, decorrentes de um ângulo defasado ou de sinais seno e cosseno não senoidais, se o método de sincronismo não for adequado.

Para o projeto dos controladores PI utilizados no controle das variáveis do CER, foi empregado o procedimento descritos em (SCHERER, 2012) e apresentados no Anexo C. Neste, o acoplamento entre os eixos d e q é desprezado e neste caso o sistema em questão é considerado como dois sistemas *single input single output* (SISO), um no eixo d e outro no eixo q , sendo que um controlador PI é projetado para cada eixo independentemente. Para o controle do compensador estático de reativos, duas malhas de controle foram estabelecidas. Ambas as malhas, interna e externa são constituídas por controladores PI.

Na Figura 3.7 é apresentado um diagrama de blocos simplificado do sistema de controle do CER. O erro entre a tensão CC do barramento (v_{cc}) e seu valor de referência (v_{cc}^*) é a entrada de um controlador PI, que gera a corrente de referência no eixo d (i_d^*). A corrente do CER no eixo d (i_d) controla o fluxo de energia ativa através do CER e, portanto, esta malha de controle afeta diretamente o nível de tensão do barramento CC. De forma similar, o erro entre a tensão de saída do gerador no eixo d e seu valor de referência é o sinal de entrada de outro controlador PI, gerando a corrente de referência no eixo q (i_q^*). A corrente do CER no eixo q (i_q) controla o fluxo de energia reativa através do CER, afetando a amplitude das tensões produzidas pelo sistema de geração. Os sinais de erro entre as referências de corrente obtidas das malhas externas de tensão e as correntes medidas são os sinais de entrada de controladores PI de corrente, que geram os sinais de controle no sistema de coordenadas dq .

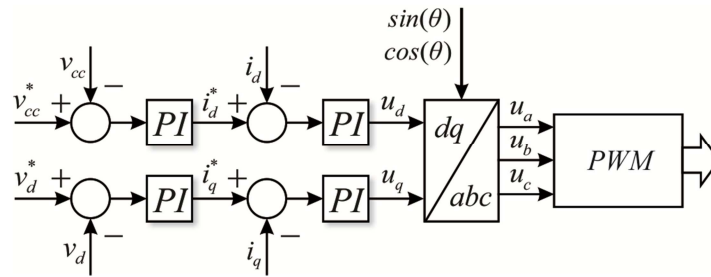


Figura 3.7 - Diagrama de blocos do sistema de controle do CER.

De acordo com o item 2.2, encontra-se o modelo dinâmico do sistema e tem-se as equações de espaço de estados (2.36) a (2.39), que descrevem o modelo do sistema em coordenadas síncronas dq , junto com os parâmetros considerados e apresentados no início deste capítulo, aplicando o método de discretização FOH às FT da planta e do controlador, obtêm-se as seguintes equações no domínio Z:

$$G_{i_d-i_q}(z) = \frac{-0,4498z^2 - 0,0003595z + 0,449}{z^2 - 1,996z + 0,9976} \quad (3.4)$$

$$G_{v_{cc}}(z) = \frac{-0,01065z - 0,01063}{z - 1} \quad (3.5)$$

$$G_{v_d}(z) = \frac{-4,564 \cdot 10^{-7} z^2 - 1,79 \cdot 10^{-6} z - 4,564 \cdot 10^{-7}}{z^2 - 1,618z + 1} \quad (3.6)$$

3.2.1 Circuito de partida temporizado

Para a conexão do CER ao barramento necessita-se de um circuito de partida temporizado para evitar elevados picos de corrente no sistema de geração, devido ao carregamento do barramento CC do CER, que pode ocasionar a desexcitação do gerador de indução.

Sendo assim, inicialmente como CER atua como um retificador não controlado trifásico, carrega-se os capacitores do barramento CC através da conexão deste ao barramento CA por uma contatora, utiliza-se três resistores de 5Ω em série com os terminais do filtro de saída do CER, limitando a corrente. Após, uma segunda contatora é acionada, curto-circuitando e removendo as resistências do circuito. Por fim, o DSP habilita a operação dos IGBT's para controle de tensão do sistema.

3.3 Projeto dos bancos de capacitores chaveados

Os geradores de indução apresentam variação na amplitude da tensão com a mudança de carga, sendo uma das principais desvantagens dos geradores operarem isoladamente, mesmo que a velocidade do rotor seja mantida constante. Para cargas indutivas a variação de tensão é mais significativa, em prol da redução da energia reativa entregue ao gerador fornecida pelos capacitores de excitação, transferindo parte desta para a carga, e assim, diminuindo a amplitude da tensão gerada. O oposto acontece com cargas de características capacitivas, pois a tensão de saída tende a aumentar, devido ao aumento de energia reativa fornecida ao gerador de indução (RECH, 2007).

Como a excitação do gerador é mantida pela relação de tensão existente entre o banco de capacitores e a sua indutância magnetizante, qualquer distúrbio externo ocasionado pela conexão de cargas que façam com que o gerador alcance o seu limite de operação, isto é capaz de reduzir a tensão instantânea existente nos capacitores, ou drenar toda a potência reativa entregue pelo banco de capacitores ao gerador, pode provocar a perda de excitação do gerador, fazendo com que a tensão nos terminais do GI se anule, deixando de operar.

A redução significativa da tensão no acréscimo de carga é classificada em níveis pela resolução normativa dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 (ANNEL, 2011). Este módulo estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica – QEE, os quais definem os níveis de tensão eficaz em regime permanente, sendo que a tensão no ponto de entrega ou conexão, obtido por meio de medição, é classificada como adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada (V_L), expresso em Volts, conforme apresentado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Níveis de tensão eficaz em regime permanente.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$201 \leq V_L \leq 231$
Precária	$189 \leq V_L \leq 201$ ou $231 \leq V_L \leq 233$
Crítica	$189 > V_L$ ou $233 < V_L$

Para sistemas isolados essa norma não é aplicada e é seguida considerando que o sistema de micro geração venha a ser conectado na rede, enfatizando a proteção dos

equipamentos dos clientes. Desta forma, o projeto dos bancos de capacitores procederá a partir do nível de tensão de atendimento considerado “crítico”. Na ausência de controle de regulação, o gerador é submetido a uma redução da tensão instantânea gerada com o acréscimo de carga como mostrado na Figura 3.3, até o limite estabelecido pelo PRODIST, que por consequência irá diminuir a potência reativa instantânea (Q_{Ger}) entregue pelos capacitores de excitação (C_{min}) ao gerador.

Com a tensão e a potência reativa instantânea citada acima, é possível obter a potência reativa necessária para a regulação de tensão (Q_C) através da equação (3.7), resultante da subtração da potência reativa entregue ao gerador a vazio (Q_{GV}), pela constante de proporcionalidade (x), multiplicada pela potência reativa instantânea do gerador quando submetida à redução de tensão gerada até o nível crítico estabelecido pelo PRODIST.

$$Q_C = Q_{GV} - xQ_{Ger} \quad (3.7)$$

onde:

$$x = \left(\frac{V_N}{V_L} \right)^2 \quad (3.8)$$

$$Q_{GV} = \frac{V_N^2}{X_{CA}} \quad (3.9)$$

Por exemplo, considerando que reatância capacitiva (X_{CA}) apresentada no item 3.1.1, para uma tensão de linha (V_N) de 220 V, tem-se:

$$Q_{GV} = \frac{220^2}{22,67} = 2.135 \text{ VAr} \quad (3.10)$$

Através de ensaios obteve-se uma potência reativa e tensão instantânea de 1.350 VAr e 189 V respectivamente. Logo, a partir da equação (3.8) e (3.7) obtém-se:

$$x = \left(\frac{220}{189} \right)^2 = 1,35 \quad (3.11)$$

$$Q_C = 2.135 - x1.350 = 305 \text{ VAr} \quad (3.12)$$

Desta forma, isolando-se a variável X_{CA} e substituindo o termo Q_{GV} por Q_C na equação (3.9), encontra-se um novo valor para a reatância capacitiva, tem-se:

$$X_{CA} = \frac{220^2}{305} = 158 \Omega \quad (3.13)$$

Através da equação (3.3) obtém-se o novo valor de capacitância, sendo:

$$C_{CA} = \frac{1}{2\pi \cdot 60 \cdot 158} = 17 \mu\text{F} \quad (3.14)$$

Como o banco de capacitores é conectado em Δ , o valor das capacitâncias é dividido por três, obtendo-se então o valor de $5,6 \mu\text{F}$. Por não se tratar de um valor comercial de capacitância, adota-se o valor comercial de $6 \mu\text{F}$ para cada um dos capacitores a ser chaveado no sistema, o valor de capacitância mínima (C).

Como visto no item 3.2, a corrente do CER no eixo q , controla o fluxo de energia reativa, afetando a amplitude das tensões produzidas pelo sistema de geração, desta forma, o CER atuando em paralelo com o sistema é possível prever mais bancos de capacitores chaveados graduais com o banco C encontrado acima, ou seja, C , $2C$, $4C$, elevando-se a capacitância dos bancos de capacitores chaveados, reduzindo significativamente a energia reativa processada pelo CER no controle de tensão.

3.3.1 Conexão dos bancos de capacitores no barramento do gerador

A adequada compensação de reativos, através da aplicação de bancos de capacitores chaveados em sistemas com demandas variáveis de potência reativa, necessita de um módulo de pré-carga dos bancos de capacitores. Contudo, estas são bastante conhecidas na literatura (KARADY, 1992), (GRIJP; HOPKINS, 1996), (JIANHUA et al., 2003), (JALALI et al., 1994), (KUSKO; MEDORA, 1994) e (CHAVEZ; HOUDEK, 2007) situações envolvendo sistemas com demandas dinâmicas e variáveis de potência reativa.

Nesta topologia, o número de manobras diárias dos bancos de capacitores pode-se classificar como pequeno se comparado com indústrias automobilísticas e sistemas de geração eólica (SILVA et al., 2009), na qual são submetidas a diferentes condições de disponibilidade de potência. Sendo assim, o sistema de manobras é tipicamente realizado através de contatores e resistores de pré-inserção (R_p), apresentado na Figura 3.8.

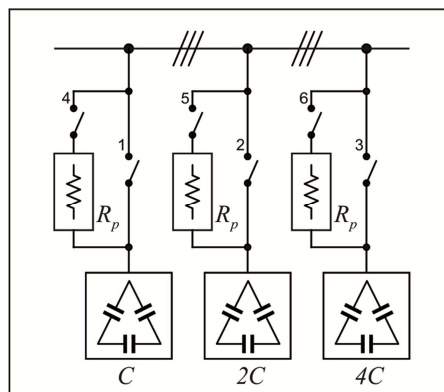


Figura 3.8 - Sistema de manobra dos bancos de capacitores.

Os capacitores, bem como muitos componentes existentes, possuem limites de tensão e corrente que não podem ser ultrapassados, essas limitações exigem um sistema de proteção para não danificar o componente.

Dada a equação (3.15) observa-se que a corrente no capacitor (i_c) depende de uma derivada ao passo que a tensão depende de uma integral. Isto significa que a corrente no capacitor pode variar instantaneamente, ou seja, a corrente no capacitor tendo ao infinito quando a tensão inicial é nula.

$$i_c = C \cdot \frac{dV}{dt} (A) \quad (3.15)$$

O sistema de manobra através da comutação inicial do resistor de pré-inserção, limita a corrente no momento da conexão dos bancos de capacitores, sempre quando o sistema de controle determina a entrada do banco no barramento CA. Após, uma segunda contatora é acionada, curto-circuitando e removendo o resistor do circuito.

3.3.2 Algoritmo desenvolvido para controle dos bancos de capacitores chaveados

Como mostrado na Figura 3.1, para a regulação de tensão, o sistema consta de dois métodos de controle, sendo um dedicado ao CER, ilustrado no item 3.2, e o outro próprio para os bancos de capacitores chaveados e resistências de pré-inserção. Esse controle tem como referência, a potência reativa processada pelo CER para a comutação dos bancos de capacitores de regulação. Desta forma, como o controle do CER encontra-se atuando no sistema, agora com a entrada dos bancos, irá reduzir significativamente o nível de potência reativa processada pelo CER, sendo esta uma vantagem da topologia híbrida.

Conforme discutido anteriormente, a entrada direta do banco de capacitores no sistema resultará num pico de corrente quando sua tensão for nula ou próxima de zero. Para eliminar este transitório, é feita a conexão em série do resistor de pré-inserção com o banco através de uma contatora, ou seja, sempre que o controle determinar a entrada do banco no barramento CA é feita a conexão deste incluindo o resistor em série, e após alguns instantes, será efetuado o curto-circuito do resistor através de uma segunda contatora pelo próprio controle.

Por meio das chaves (4, 5 e 6) e por meio da sequência das chaves (1, 2 e 3) apresentadas na Figura 3.8, garantem a conexão inicial dos bancos de capacitores e em seguida o curto-circuito de R_p ao sistema respectivamente. Então, é possível realizar uma associação paralela entre ambos, e, desta forma, obtendo como vantagem maiores níveis de

capacitância, ou seja, acionar com maior precisão os bancos de capacitores na regulação de tensão.

Pode-se citar como exemplo o uso de três bancos para o controle de regulação, sendo estes, C , $2C$ e $4C$, existindo sete combinações distintas, utilizando cada banco separadamente somado há associação paralela entre eles, conforme ilustração abaixo:

$$C, 2C \text{ e } 4C \quad \rightarrow \quad C, 2C, C + 2C, 4C, C + 4C, 2C + 4C \text{ e } C + 2C + 4C \quad (3.16)$$

Através do algoritmo desenvolvido e apresentado no fluxograma da Figura 3.9, é possível verificar o procedimento de conexão dos capacitores chaveados através da rotina de programação destinada ao controle dos bancos, tendo como referência o cálculo da potência reativa do CER, proveniente das leituras dos sensores de corrente e tensão descritos no início deste capítulo.

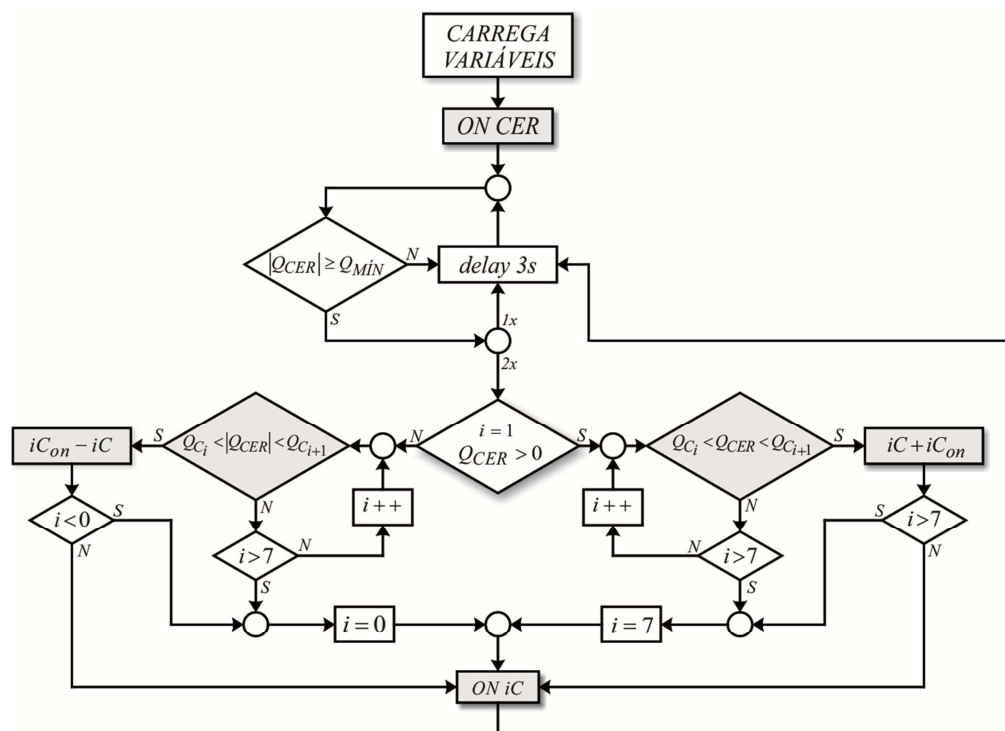


Figura 3.9 - Fluxograma do método de controle dos bancos de capacitores.

Utilizando-se uma frequência de comutação de 10 kHz proveniente do CER, o período de amostragem será de 100 μ s, tempo responsável pela interrupção/execução do controle desenvolvido, responsável pelo processador digital de sinais (DSP).

Após o DSP habilitar a operação dos IGBT's para controle de tensão do sistema (*ON CER*), inicia-se o controle para três bancos de capacitores chaveados conforme o algoritmo desenvolvido apresentado na Figura 3.9. Quando a interrupção acontece, é realizado o cálculo do fluxo de potência reativa do CER (Q_{CER}), logo, se o módulo do valor calculado ($|Q_{CER}|$) for maior ou igual a Q_{MIN} (limite mínimo estabelecido pelo banco de capacitores de menor capacitância), ocorre um *delay* de 3 s para nova verificação no mesmo laço, sendo verdadeiro pela segunda vez, o algoritmo entra em outro estágio, caso contrário retorna na verificação inicial.

O estágio seguinte verifica se Q_{CER} é maior que zero, se sim, significa que é preciso injetar potência reativa no sistema, para isto, o algoritmo rastreia a combinação dos bancos que melhor adapta-se ao valor calculado Q_{CER} , comparando Q_{CER} com o vetor Q_{Ci} pelo incremento da variável i . Encontrada a combinação (iC), esta é somada com a combinação já conectada ao barramento CA do sistema (iC_{on}) caso tenha. Para três bancos há a possibilidade de sete combinações, se a soma for maior que sete todos os bancos serão conectados automaticamente pelo algoritmo, caso contrário será acionado somente o necessário (*ON iC*).

Se Q_{CER} for menor que zero, significa que é necessário reduzir os reativos fornecidos pelos bancos chaveados, para isto, é feito o rastreamento da combinação através do módulo da potência reativa calculada ($|Q_{CER}|$), e depois subtraída da combinação já conectada no sistema. Caso a subtração entre $iC_{on} - iC$ for menor que zero ou o incremento de i for maior que sete, todos os bancos serão desconectados automaticamente do sistema, caso contrário será feita a associação paralela dos bancos de acordo com combinação encontrada, a fim de reduzir o nível de potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores chaveados.

4 DESCRIÇÃO DO PROTÓTIPO E RESULTADOS

Conforme apresentado nos capítulos 2 e 3 foi adaptado o protótipo já existente no laboratório do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC) (SCHERER, 2012) semelhante ao proposto na Figura 3.1, adicionando um novo sistema de controle atribuído ao já existente, com vistas a demonstrar o funcionamento de um sistema de micro-geração hidrelétrica com gerador de indução.

Neste capítulo, é apresentado o protótipo já existente com o *hardware* implementado com a topologia proposta. Logo após a esta descrição será demonstrado os resultados de simulação e resultados experimentais que validam o funcionamento desta topologia.

4.1 Descrição do Protótipo de Microcentral Hidrelétrica

O sistema existente exibido na Figura 4.1, constitui um conjunto máquina primária/gerador para emular o sistema hidráulico de uma microcentral hidrelétrica, sendo a máquina primária um motor de indução de 7,5 cv da Voges Motors (Modelo VIF 112 M4-E249) acionada através de um inversor de frequência CFW08 da WEG, acoplado a outra máquina de indução de 5 cv, também da Voges Motors (Modelo V 100 L4), que é empregada como gerador.

O sistema existente compõe ainda, CER com filtro de saída indutivo de 1ª ordem, sistema de conexão do CER, e sistema de controle formado principalmente por um processador digital de sinais DSP (Digital Signal Processor) TMS320F28335 da Texas Instruments Inc. e sensores de tensões e correntes.

As especificações do CER consideradas para simulação e posteriormente para desenvolvimento experimental é mostrado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Especificações do CER

Componente	Especificação
Módulos de IGBT's	SKM75GB128D
Drivers dos IGBT's	SKHI22A
Placa de interface dos drivers	SKPC 22/2
Capacitores do barramento CC	4700 μ F/450 V

O kit de desenvolvimento do DSP é conectado em uma placa de interface, que recebe sinais dos sensores de tensão e corrente e, após o cálculo das leis de controle no DSP, este envia, através de fibras ópticas, os sinais PWM de comando das chaves do CER, o sinal de controle do inversor de tensão responsável pelo acionamento da máquina primária, bem como, os sinais de comando das contatoras da nova topologia. Nesta placa estão incluídos os circuitos de aquisição de medidas, o circuito de geração de referências de tensão e circuitos de transmissão por fibra ótica.

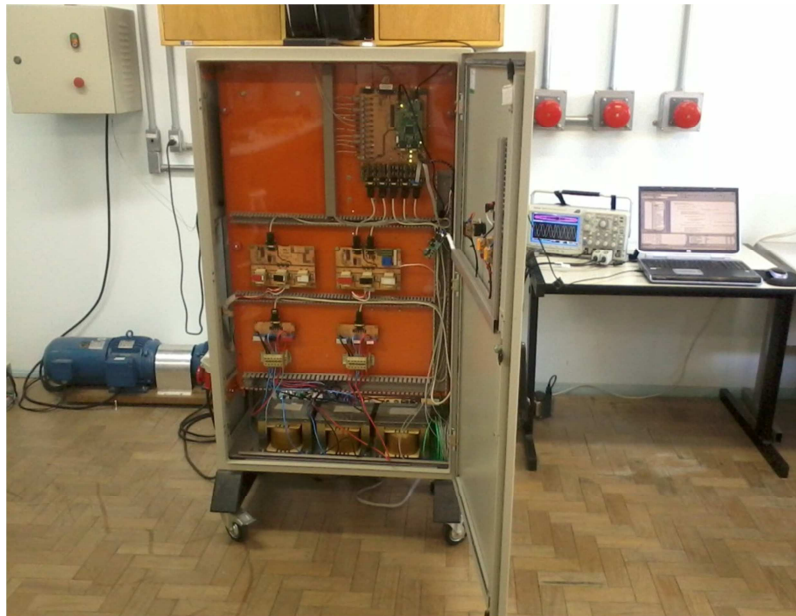


Figura 4.1 - Protótipo de Microcentral Hidrelétrica.

4.1.1 Protótipo dos bancos de capacitores chaveados

Devido a disponibilidade no laboratório, o protótipo adicional consta de dois bancos de capacitores, de $6 \mu\text{F}$ e $12 \mu\text{F}$ respectivamente, ambos conectados em Δ . Desta forma, a associação paralela entre eles resulta em três combinações distintas, sendo elas: C, 2C e C+2C, reduzindo os níveis específicos de capacitância na regulação de tensão. O diagrama de manobra implementado é mostrado na Figura 4.2. Conforme descrição no item 3.3 obteve-se o protótipo adicional para a inclusão dos bancos de capacitores chaveados no sistema, exibida na Figura 4.3.

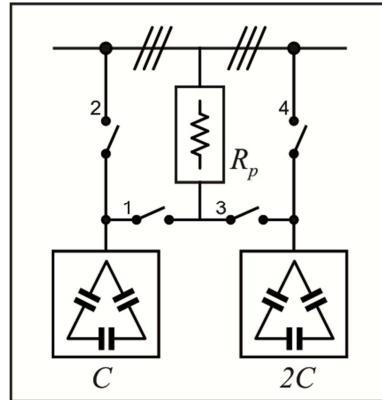


Figura 4.2 - Diagrama de manobra implementado.

Além dos bancos de capacitores, faz parte do protótipo, oito contatoras, sendo quatro destas utilizadas na comutação dos bancos de capacitores junto com três resistores de pré-inserção de 5Ω , e as demais empregadas para a inclusão de cargas no barramento CA do sistema.

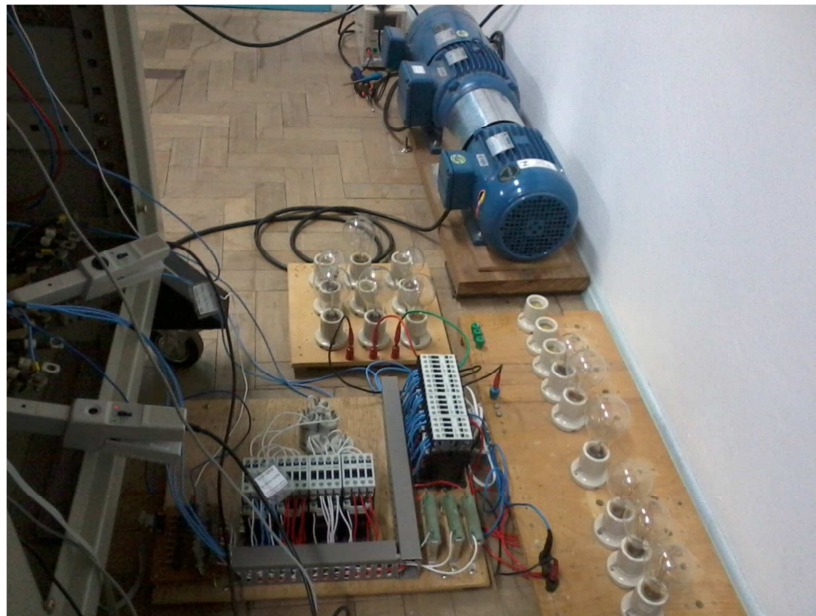


Figura 4.3 - Protótipo dos bancos de capacitores chaveados.

4.2 Resultados de simulação e resultados experimentais

Para análise e comportamento do sistema em diferentes condições de operação, o sistema proposto foi implementado em um ambiente próprio de simulação do software Matlab[®]. Neste ambiente, a planta completa do sistema, incluindo sistema elétrico e de controle, é representada através de diagramas de blocos, conforme Figura 4.4, cujos blocos são definidos a partir das equações matemáticas que modelam a planta, conforme descritas no Capítulo 2.

Os parâmetros descritos nos capítulos 2 e 3, junto com as especificações do protótipo presentes neste capítulo, foram adotados para implementação do sistema de micro-geração hidrelétrica num ambiente de simulação bem como para implementação experimental, considerando um sistema com potência de aproximadamente de 4 kVA.

Nesta seção são exibidos resultados relativos às amplitudes das tensões e correntes geradas, resultados contemplando o comportamento da potência reativa processada no CER na conexão e desconexão de cargas resistivas ao barramento CA, bem como, resultados apresentando o comportamento do sistema, na comutação dos bancos de capacitores chaveados.

4.2.1 Resultados de simulação

Na Figura 4.5 é apresentado o comportamento da potência reativa processada pelo CER, junto com os instantes em que os bancos de capacitores C e $2C$ e resistores de pré-inserção são acionados durante a simulação.

No intervalo de 4 s é realizada a conexão sucessiva e posterior desconexão sucessiva de três cargas resistivas, a fim de analisar o pleno funcionamento do algoritmo mostrado na Figura 3.9. Em 2,25 s, 2,65 s e 3,05 s é realizada a conexão das cargas com potências iguais a 1200, 1000 e 900 W respectivamente, totalizando na conexão de 3,1 kW no sistema. Dentre a conexão da carga, cálculo e verificação da potência reativa, a conexão do respectivo banco de capacitores, ocorre após um atraso de 0,5 s caso a potência reativa permaneça acima do limite determinado, sendo de 300 VAr. A conexão dos bancos C , $2C$ ou $C+2C = 3C$ respectivamente, compensam a potência reativa injetada pelo CER, de forma que esta atinge valores quase nulos.

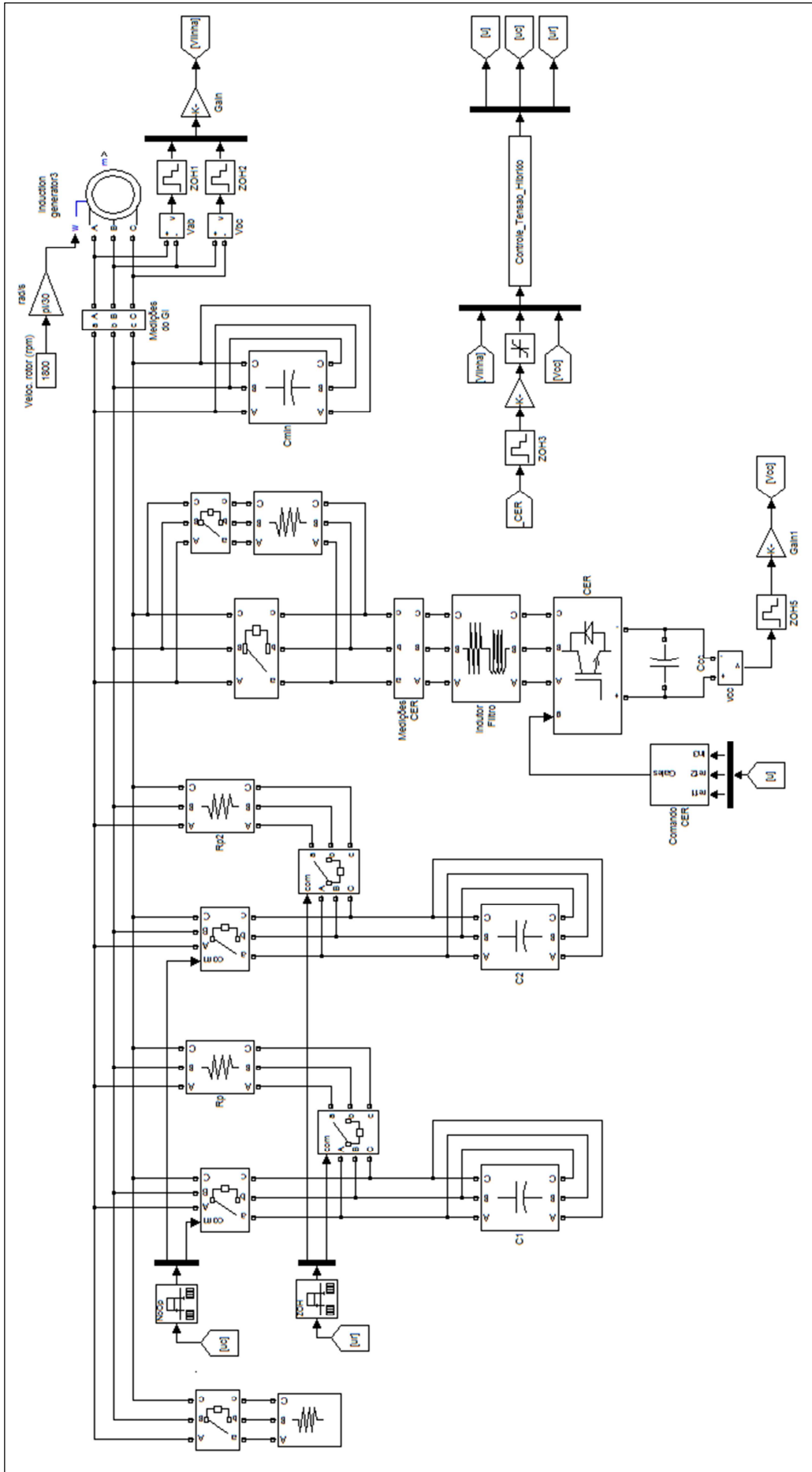


Figura 4.4 - Planta do sistema elétrico considerada para simulação.

O mesmo é realizado nos instantes de desacoplamento das cargas, em 3,54 s, 3,85 s e 4,25 s respectivamente, nota-se que ao desconectar a primeira carga a potência reativa absorvida pelo CER atinge 300 VAR negativo, ou seja, o controle dos bancos de capacitores chaveados determina a saída do banco C , permanecendo conectado, apenas o banco $2C$, normalizando a potência reativa do CER. Por outro lado, com a retirada da segunda carga, o controle atua de modo semelhante à remoção da primeira carga, sendo que, o controle retira o banco $2C$ do sistema e aciona o banco C para a compensação correta, normalizando e caindo a zero a potência reativa do CER. Com a remoção da terceira e última carga a potência reativa do CER absorve o mínimo estabelecido, sendo assim, o banco de capacitores C é desconectado do sistema, normalizando e reduzindo a potência reativa do CER.

Na Figura 4.5 é apresentado o comportamento da potência reativa processada pelo CER nos instantes de conexão e desconexão das cargas resistivas, exibindo os instantes de atuação do controle dos bancos de capacitores chaveados e acionamento antecipado, em torno de 1s, dos resistores de pré-inserção (R_p). Na Figura 4.6 são apresentadas as das tensões de linha geradas pelo GIAE no intervalo em que as três cargas, os bancos de capacitores C e $2C$ e o CER estão conectadas no barramento CA, nota-se que a amplitude das tensões permanecem em 311 V.

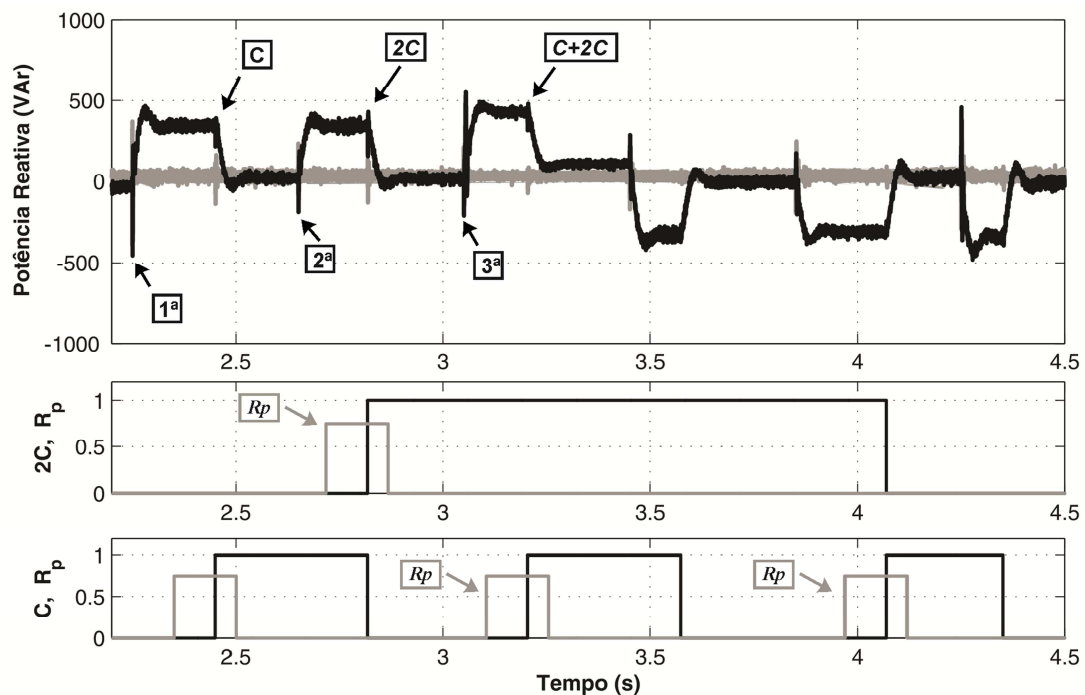


Figura 4.5 - Resultados de simulação da potência reativa do CER e processo de atuação do controle dos bancos de capacitores.

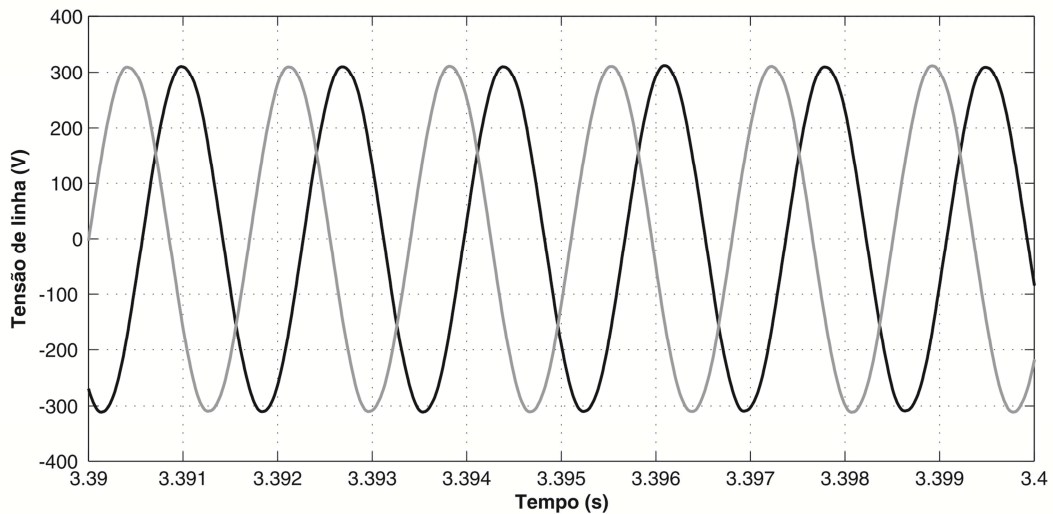


Figura 4.6 - Tensões de linha geradas pelo GIAE com carga igual a 3,1 kW.

4.2.2 Resultados experimentais

Para a obtenção dos resultados práticos foram utilizadas cargas com potências reduzidas para verificar o comportamento do sistema e a atuação do controle dos bancos de capacitores chaveados, a fim de eliminar a perda de excitação do gerador ocasionado no momento de conexão de cargas mais elevadas no sistema, para tanto reduzindo a potência reativa processada pelo CER, sendo necessário a redução do limite estabelecido para a entrada e saída dos bancos de capacitores no barramento CA de 300 VAr para 200 VAr.

Na prática, utilizaram-se quatro cargas resistivas, sendo estas: 600 W, 600 W, 500 W e 400 W respectivamente. Inicialmente é apresentado na Figura 4.7 as tensões de linha geradas pelo GIAE no ensaio completo realizado na prática para a obtenções dos resultados, e logo após, será detalhado graficamente as etapas que demonstram o comportamento do sistema na conexão e desconexão de cargas e bancos de capacitores aplicando a nova topologia híbrida no sistema a três fios.

Conforme a Figura 4.7 sendo 200 mV / div a aquisição verificada no osciloscópio para a tensão multiplicado pelo ganho da ponteira de 500x, tem-se uma tensão de pico no barramento CA em aproximadamente 312 V em regime permanente, após a entrada do controle do CER, em 14 s, e eliminando os transitórios decorrentes da comutação das cargas e bancos de capacitores chaveados no sistema.

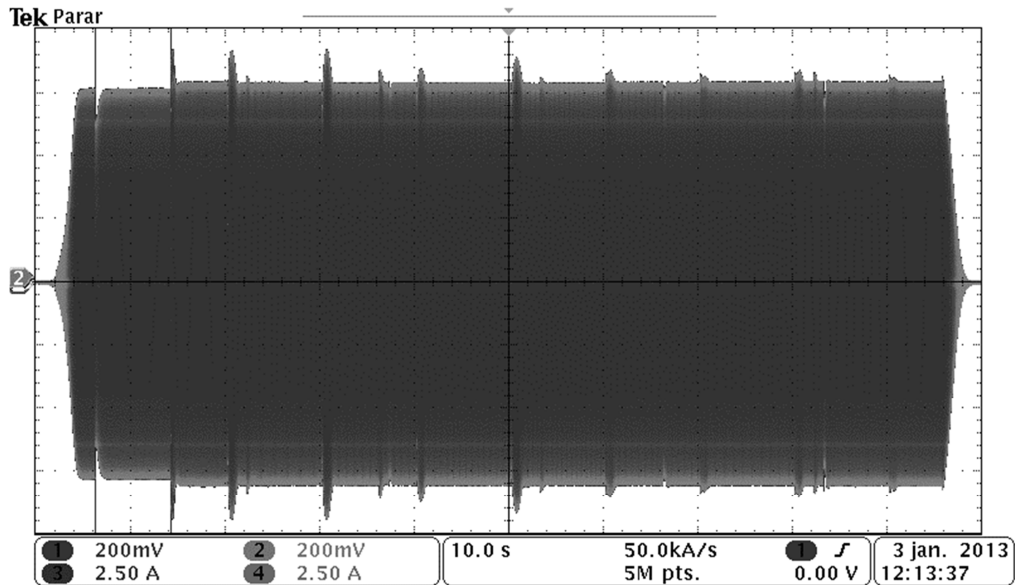


Figura 4.7 - Comportamento das tensões de linha no barramento CA no ensaio completo.

Percebeu-se que o ensaio realizado totaliza um tempo de 95 s para verificação do comportamento do sistema. Em 20 s, 30 s, 40 s e 50 s é realizada a conexão sucessiva das cargas resistivas, já para a retirada das mesmas acontece nos instantes iguais a 60 s, 70 s, 80 s e 90 s, a fim de validar a topologia de regulação de tensão utilizando GIAE.

A Figura 4.8 apresenta o processo de auto-excitação do gerador, apresentando a forma de onda das tensões de linha V_{ab} e V_{bc} geradas, operando a vazio com os capacitores de auto-excitação conectados ao barramento CA. Em menor período é mostrada na Figura 4.9.

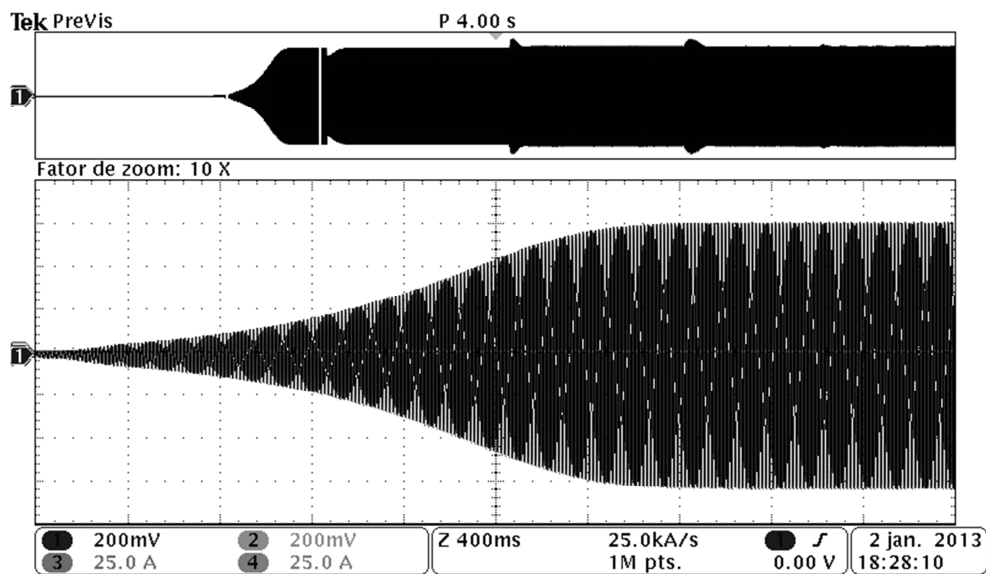


Figura 4.8 - Auto-excitação do gerador de indução.

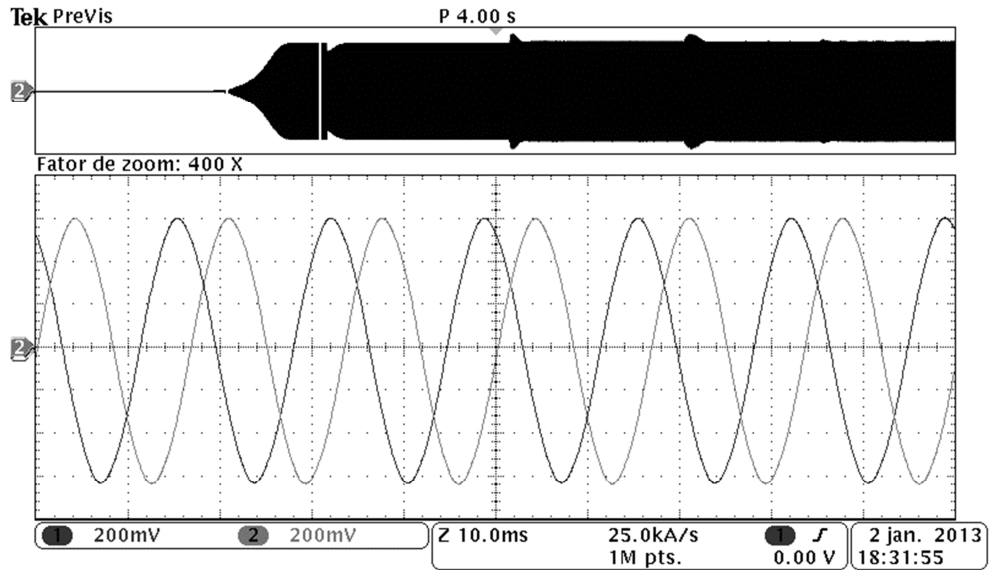


Figura 4.9 - Tensões geradas em regime permanente.

A Figura 4.10 ilustra o procedimento de carga do barramento CC do CER. No instante de aproximadamente 6 s, a primeira contatora é acionada, neste, os terminais do CER são conectados ao barramento CA através de resistências para limitar a corrente de partida. Durante este período, os IGBT's estão desabilitados e o CER atua como um retificador não controlado, causando uma pré-carga dos capacitores, elevando a tensão do barramento CC a aproximadamente 300 V. Em 13,2 s, a segunda contatora é acionada e os resistores de partida são retirados do circuito, logo, os IGBTs são habilitados e o controle passa a atuar sobre as chaves, fazendo com que a tensão sobre o barramento CC seja controlada em aproximadamente 450 V.

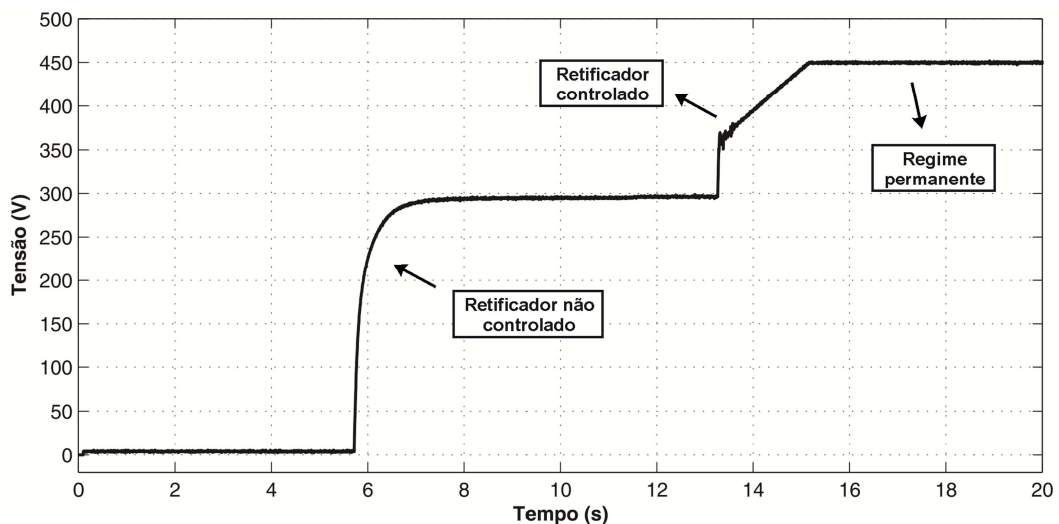


Figura 4.10 - Etapas de carregamento e entrada de controle do barramento CC.

Conforme o item 3.3.1 é necessário um sistema de manobra para a comutação dos bancos de capacitores chaveados, necessitando a inclusão de resistores de pré-inserção para limitar a corrente no momento da conexão dos bancos de capacitores no barramento CA. Para a fim de testes, a Figura 4.11 apresenta a corrente drenada pelo banco de $6 \mu\text{F}$ no momento da conexão, sem a utilização dos resistores. Nota-se uma elevada corrente neste instante comparada com a corrente drenada pelo banco com o uso dos resistores de 10Ω em série, mostrada na Figura 4.12.

Nota-se que a corrente ultrapassa 90 A sem o uso dos resistores, sendo alta suficiente para danificar o banco de capacitores num vasto período, logo a conexão com resistores diminui a corrente de pico quando comparado a conexão direta ao barramento CA.

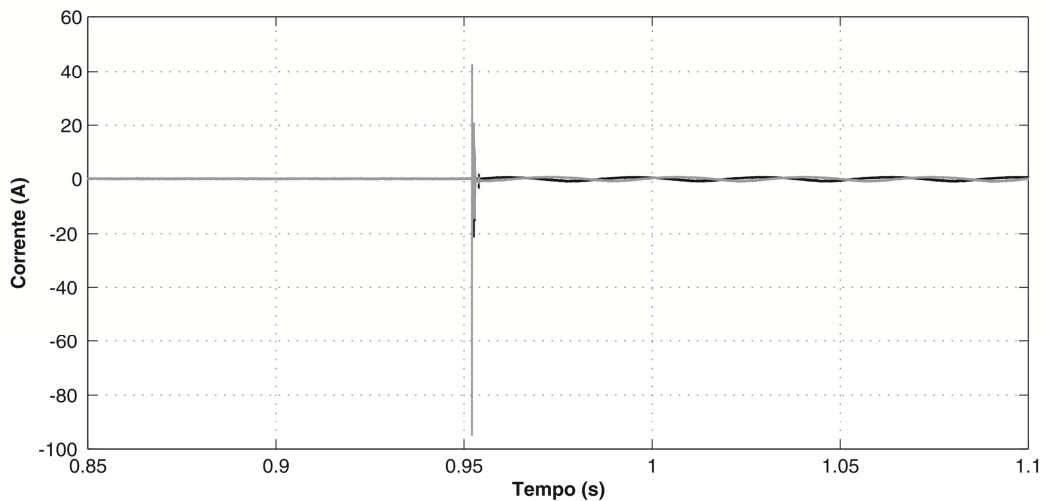


Figura 4.11 - Corrente no banco de capacitores C1 sem resistor série.

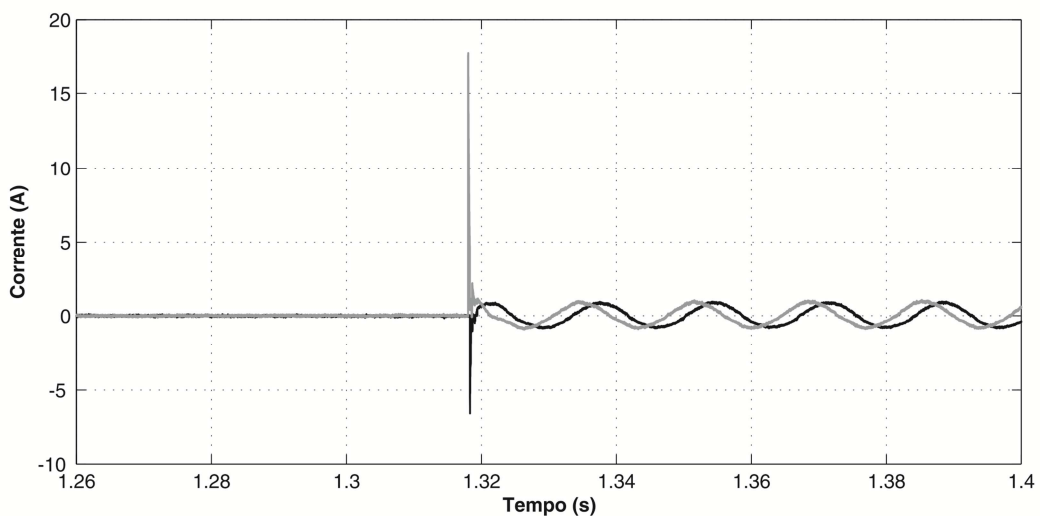


Figura 4.12 - Corrente no banco de capacitores C1 com resistor série.

A Figura 4.13 apresenta as tensões de linha geradas pelo GIAE na conexão da quarta carga resistiva, e a conexão do banco *C* para a regulação de tensão após um atraso de 3 s, resultando na utilização de *C+2C* conectados no sistema. Apresenta também, o comportamento das correntes processada pelo CER, verificando-se a redução desta no acréscimo do banco no barramento CA reduzindo aproximadamente de 2,7 A para 0,9 A de pico, verificando a redução significativa da energia processada pelo CER tendo uma carga com potência igual a 2,1 kW acoplado no sistema. A Figura 4.14 exhibe as tensões com mais detalhe contendo as quatro cargas e os bancos de 6 μ F e 12 μ F acoplados no sistema.

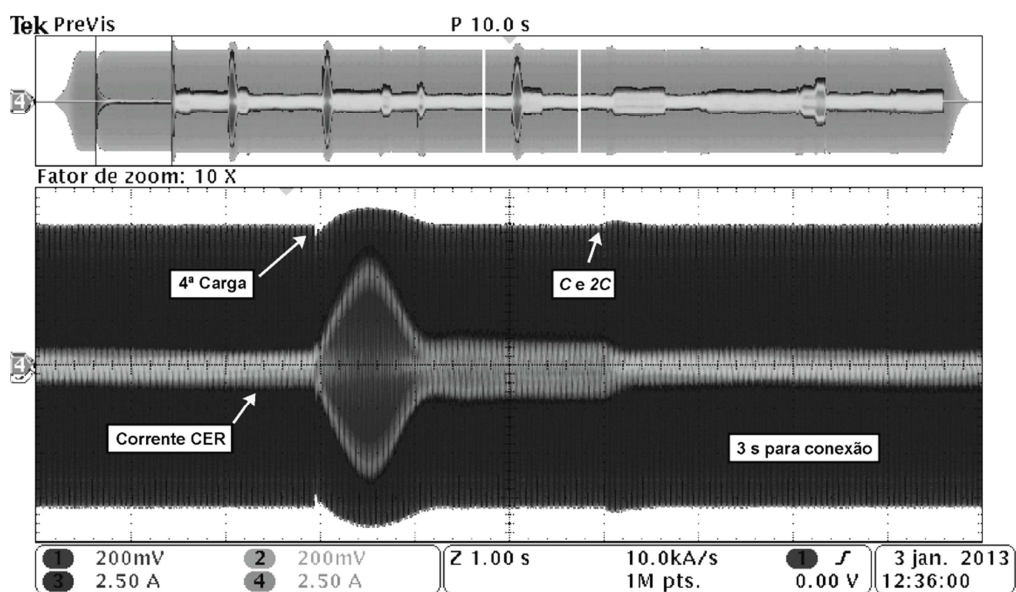


Figura 4.13 - Tensões no barramento CA e corrente no CER a plena carga.

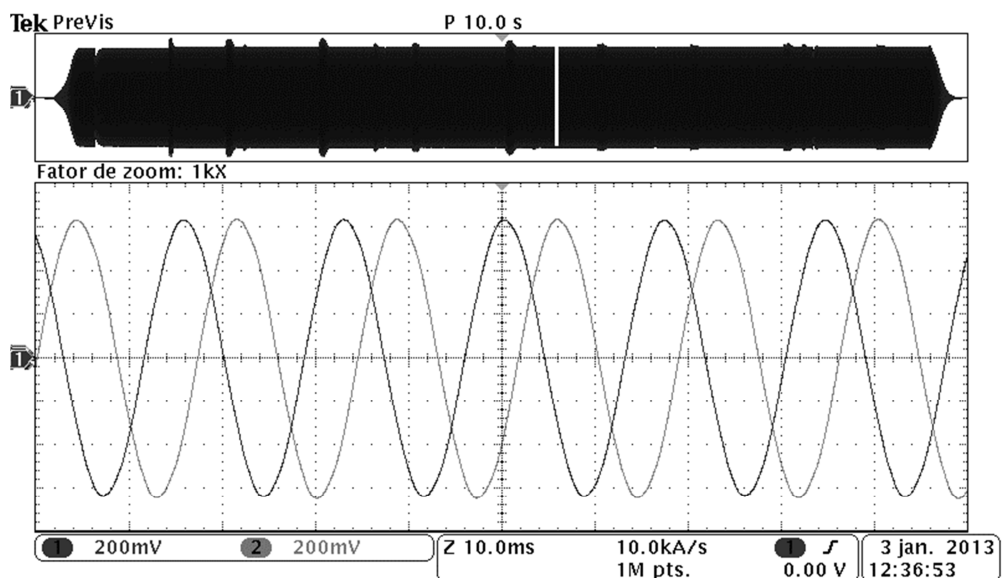


Figura 4.14 - Tensões geradas V_{ab} e V_{bc} no barramento CA a plena carga.

A Figura 4.15 e a Figura 4.16 apresentam o comportamento das correntes geradas pelo gerador de indução detalhando os processos de conexão e desconexão da quarta carga e banco de capacitores C , e as correntes totais drenadas pelas cargas, apresentado um corrente de aproximadamente 7,5 A, respectivamente.

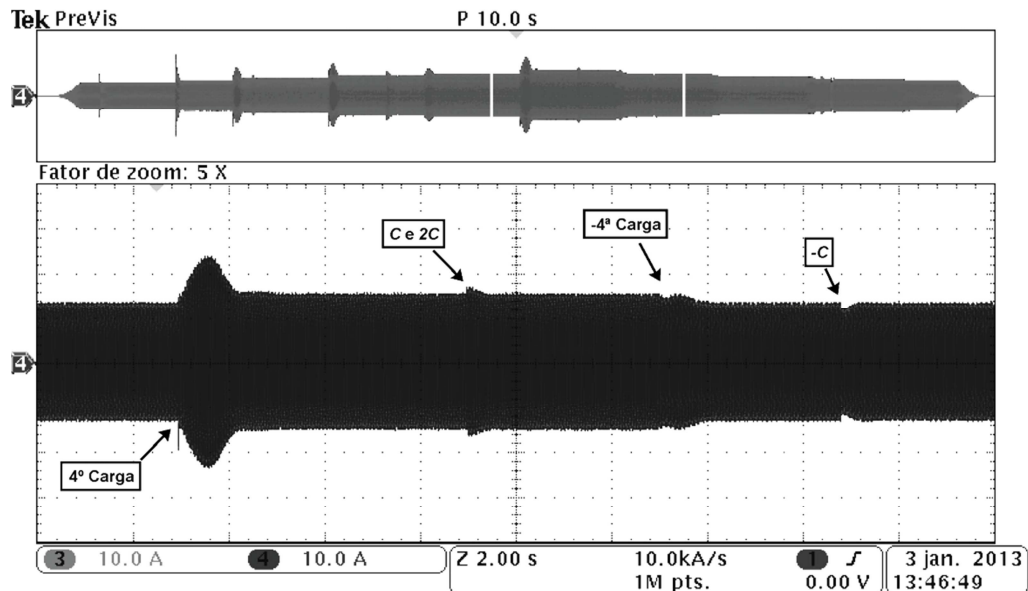


Figura 4.15 - Correntes do gerador com entrada de carga e banco de capacitor.

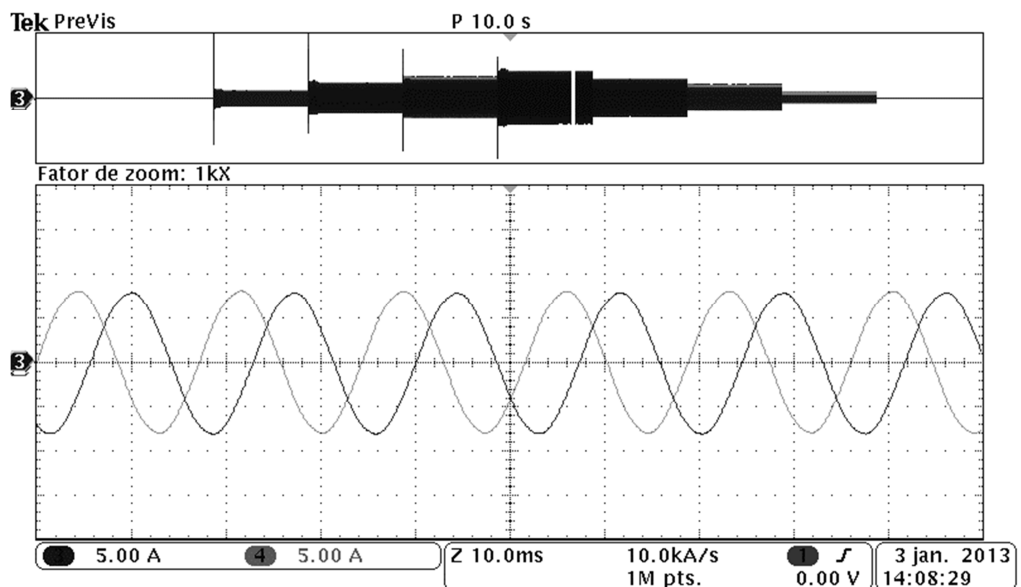


Figura 4.16 - Corrente na carga com potência igual a 2,1 kW.

De acordo com a Figura 4.18 é possível verificar os momentos em que ocorre a comutação dos bancos de capacitores chaveados e a entrada dos resistores de pré-inserção.

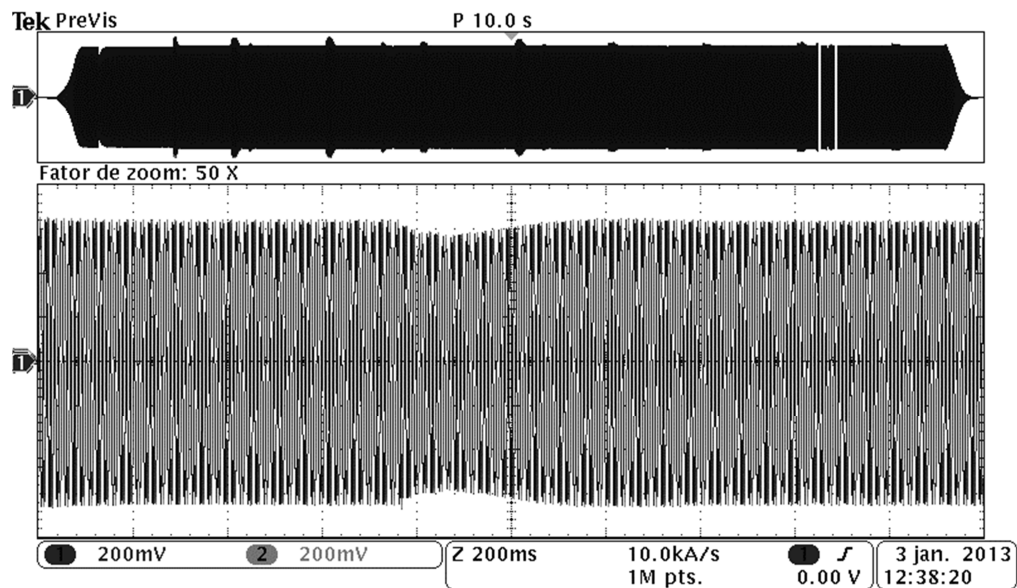


Figura 4.17 - Comportamento da tensão no desacoplamento do banco de capacitores 2C e entrada do banco de capacitores C.

A Figura 4.18 apresenta o comportamento da potência reativa processada pelo CER para verificação e validação do controle dos bancos de capacitores chaveados na comutação de cargas resistivas aplicados na prática. Nota-se que ao conectar a primeira carga a potência reativa injetada pelo CER ultrapassa 200 VAR, ou seja, o controle dos bancos de capacitores chaveados determina a entrada do banco C, normalizando a potência reativa do CER. Com a conexão da segunda carga, a potência reativa atinge o limite determinado, sendo que, o controle retira o banco C do sistema e aciona o banco 2C para a compensação correta, normalizando e caindo a zero a potência reativa do CER. Com a inclusão da terceira carga, a potência reativa não ultrapassa os 200 VAR, sendo assim, não atua o controle dos bancos. Conectando a quarta e última carga a potência reativa eleva-se fazendo com que o controle acione novamente o banco C, resultando na queda da potência reativa processada pelo CER.

Nota-se que ao desconectar a primeira carga, a potência reativa absorvida pelo CER atinge 200 VAR negativo, ou seja, o controle dos bancos de capacitores chaveados determina a saída do banco C, permanecendo conectado, apenas o banco 2C, normalizando a potência reativa do CER. Por outro lado, na remoção da segunda carga, a potência reativa processada

pele CER não atinge o limite determinado, sendo assim, não atua o controle dos bancos. Com a retirada da terceira carga, o controle atua de modo semelhante à remoção da primeira carga, sendo que, o controle retira o banco $2C$ do sistema e aciona o banco C para a compensação correta, dado o comportamento da tensão gerada na Figura 4.17, reduzindo a zero a potência reativa do CER. Com a remoção da quarta carga o CER não absorve o mínimo estabelecido, sendo assim, o banco de capacitores C permanece acoplado no sistema compensando em conjunto com o CER na regulação de tensão.

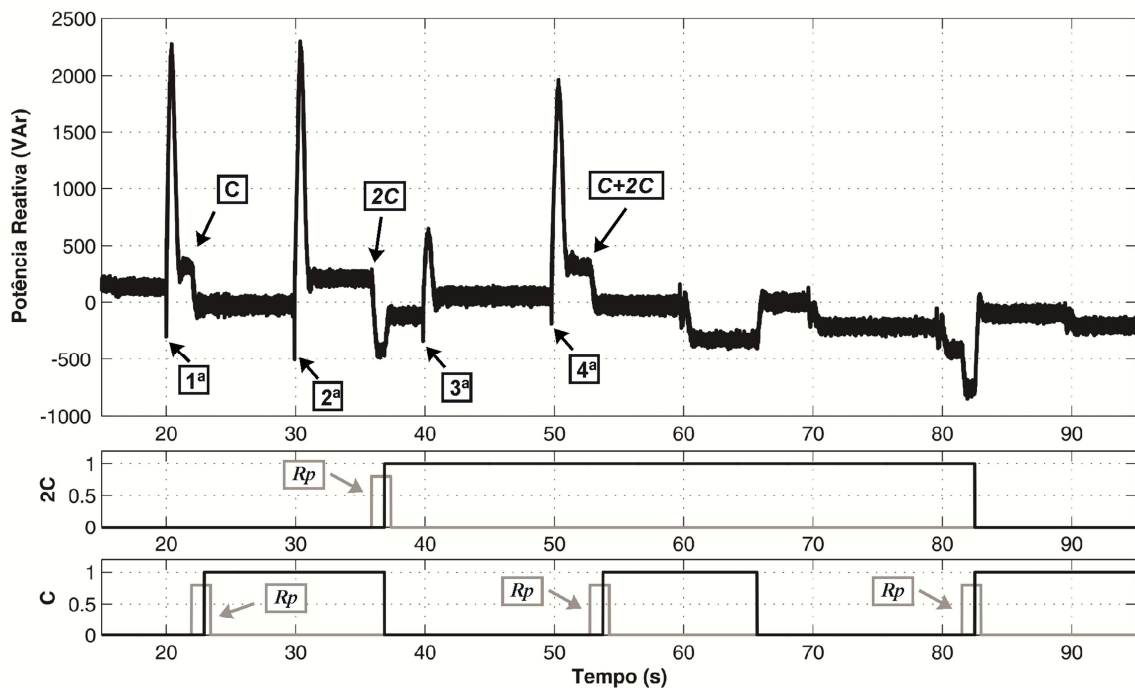


Figura 4.18 - Potência reativa processada pelo CER e acionamento de R_p , C e $2C$.

4.3 Análise de custo de implementação da topologia proposta

Para viabilizar a topologia proposta aplicada a microcentrais hidrelétricas, uma análise de custos é apresentada com vistas a quantificar a implementação desta topologia proposta. Para isto, foi realizada uma comparação da topologia proposta nesta dissertação com a topologia que emprega a comutação de bancos de capacitores, e com a topologia que utiliza compensadores estáticos de reativos para a regulação de tensão.

De acordo com a topologia analisada, foi apontado o valor final do sistema, listando os componentes necessários para o processo de regulação. Esta análise foi realizada sem

contabilizar o custo da engenharia envolvida e mão de obra para instalação no local da micro geração, para cada topologia foi considerado um gerador de indução de 4kVA.

- Topologia que emprega banco de capacitores: fonte, microcontrolador, eletrônica para leitura de tensão, microreles, 4 contadoras, bancos de capacitores de 6 μ F, 12 μ F, 24 μ F e 48 μ F.

Custo total aproximado: R\$ 665,00.

- Topologia que utiliza compensadores estático de reativos: fonte, DSP, eletrônica para leitura de tensão e corrente, conversor PWM 4 kVA, Filtro LC.

Custo total aproximado: R\$ 6000,00.

- Topologia híbrida proposta: fonte, DSP, eletrônica para leitura de tensão e corrente, conversor PWM 500 VA, Filtro LC, microreles, 4 contadoras, bancos de capacitores de 6 μ F, 12 μ F, 24 μ F e 48 μ F.

Custo total aproximado: R\$ 2662,00.

A Tabela 4.2 mostra uma comparação entre as topologias selecionadas para a análise.

Tabela 4.2 - Comparação entre as topologias analisadas.

Topologia	Vantagens	Desvantagem	Custo Aproximado
Topologia que emprega banco de capacitores	Baixo custo, Algoritmo de implementação simples.	Regulação imprecisa.	R\$ 665,00
Topologia que utiliza CER	Regulação precisa.	Alto custo.	R\$ 6000,00
Topologia híbrida que emprega banco de capacitores e CER	Custo intermediário, Redução em kVA do CER. Regulação adequada.	Maior complexidade na implementação do sistema.	R\$ 2662,00

5 CONCLUSÃO

A presente dissertação tem como primordial contribuir para o desenvolvimento de uma topologia híbrida a três fios na regulação de tensão aplicada em microcentrais hidrelétricas que utiliza gerador de indução auto-excitado. Este tipo de sistema é caracterizado como um sistema de geração distribuído, na qual vem ganhando destaque em pesquisas, visando a sua utilização em larga escala dentro da matriz energética nacional e também mundial.

Este estudo está composto por uma introdução mostrando a necessidade de investimentos para geração distribuída, destacando a redução de custos na ampliação da planta de geração de energia elétrica em curto prazo. Então, surgiu a motivação de propor uma nova topologia híbrida de regulação de tensão, empregando geradores de indução auto-excitados de forma isolada. Com este propósito, foi realizado uma revisão bibliográfica a fim de identificar as principais topologias de regulação de tensão aplicadas a microcentrais hidrelétricas.

A seguir foi apresentado a configuração da topologia proposta para o sistema de micro-geração hidrelétrica com GIAE, mostrando a modelagem do conjunto, considerando as características elétricas do sistema, constituído pelo gerador de indução auto-excitado, compensador estático de reativos, filtro indutivo e cargas. Tal etapa serviu de base para o projeto e ajuste dos controladores do sistema, bem como o funcionamento do gerador de indução no projeto do banco de capacitores de excitação e bancos de capacitores chaveados.

Após a configuração da topologia proposta, foi detalhado os procedimentos de projeto do sistema, explicitando os projetos dos controladores responsáveis pelo controle dos parâmetros do sistema com base nas plantas obtidas no Capítulo 2, desta dissertação. Ainda, foi apresentado o projeto dos bancos de capacitores chaveados propondo seu controle através da potência reativa processada pelo CER, tal controle desenvolvido para operar em conjunto com os controladores da planta.

A partir daí, foi explicitado o protótipo experimental já existente do GEPOC atribuído ao novo protótipo implementado da nova topologia, contendo os bancos de capacitores chaveados, com o objetivo de representar o comportamento de uma microcentral hidrelétrica. Resultados de simulação e experimentais foram incluídos neste capítulo com vistas a validar a topologia proposta, apresentando o comportamento para diversas cargas resistivas.

Além da topologia proposta ter como vantagem a regulação de tensão mais adequada se comparada com a topologia que só emprega a comutação de bancos de capacitores, a redução do custo global do sistema como visto no Capítulo 4, se faz satisfatória atribuindo uma regulação de tensão precisa e baixo custo. Comparado a topologia que usa somente o compensador estático de reativos para a regulação, a topologia híbrida proposta reduz em torno de 50% o custo global do sistema, justificado pelo decréscimo em kVA previsto para o compensador estático de reativos utilizando os bancos de capacitores chaveados. Por outro lado tem como desvantagem a comutação lenta de entrada dos bancos de capacitores chaveados no sistema durante o transitório de conexões de carga, pode não ser suficientemente rápido para prevenir a queda de tensão, necessitando de outro conjunto de manobra para a comutação dos bancos e acionamento dos mesmos para a compensação de reativos.

O trabalho apresentado, a simulação e os resultados práticos dos testes conectando o gerador de indução auto-excitado diretamente a cargas resistivas, apresentaram concordância experimental compatível. Da mesma forma os resultados obtidos no protótipo completo foram satisfatórios para os propósitos deste trabalho.

5.1 Principais contribuições

Este estudo contribui para a melhoria dos sistemas de energia fundamentados em GIAE em operação isolada, com relação à qualidade da energia fornecida, vista pelos seguintes aspectos:

- Contribuição à literatura da topologia proposta para a regulação de tensão.
- Redução de custos como resultado da diminuição do kVA previsto do CER.
- Flexibilização no uso do conversor de potência para futuras aplicações de várias técnicas de controle, visando à minimização dos harmônicos de corrente e controle do fluxo de potência reativa independente do fluxo da potência ativa.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

- Estudo do comportamento do sistema frente a cargas indutivas, capacitivas, não lineares e/ou desbalanceadas.
- Incrementar controle para a conexão com a rede.

- Análise da utilização do sistema proposto em conjunto com outras fontes de energia renováveis, de modo a estabelecer uma micro rede.
- Comportamento desta topologia empregada num sistema de geração de microcentral hidrelétrica com gerador de indução trifásico operando em sistemas a quatro fios.

6 REFERÊNCIAS

AHMED, T.; NISHIDA, K.; NAKAOKA, M.; **A Novel Stand-Alone Induction Generator System for AC and DC Power applications**. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 43, n. 6, p. 1465-1474, 2007.

AHMED, T.; NORO, O.; HIRAKI, E.; NAKAOKA, M.; **Terminal voltage regulation characteristics by static VAR compensator for a three-phase self-excited induction generator**. IEEE Transaction on Industrial Applications, v. 40, n. 4, p. 978-988, Jul./Ago. 2004.

ALGHUWAINEM, S. M.; **Steady state analysis of an induction generator self-excited by a capacitor in parallel with a saturable reactor**. IEEE Electric Machinery Power System, v. 26, n. 6, p. 617-625, Julho 1998.

AL-SAFFAR, M. A.; NHO, E. C.; LIPO, T. A.; **Controlled shunt capacitor self-excited induction generator**. IEEE Industrial Applications Conference, v. 2, p. 1486-1490, 1998.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica; **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8**, disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_1_Retificacao_1.pdf, acessado em 04 de julho de 2011.

AZZOLIN, R. Z.; **Identificação Automática dos Parâmetros Elétricos de Motores de Indução Trifásicos**. 2008. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.

BANSAL, R. C.; BHATI, T. S.; KOTHARI, D. P.; **Bibliography on the Application of Induction Generators in Nonconventional Energy Systems**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 18, n. 3, Setembro 2003.

BANSAL, R. C.; **Three-Phase Self-Excited Induction Generators: An Overview**. IEEE Transactions On Energy Conversion, v. 20, n. 2, Junho 2005.

BARBI, I.; **Teoria Fundamental do Motor de Indução**, 1. ed. Florianópolis: Editora da UFSC/ELETOBRÁS, 1985.

BASSET, D. E. and POTTER, M. F.; **Capacitive excitation for induction generators**. AIEE Transactions, v. 54, p. 540-545, 1935.

CAMARGO, R. F.; **Contribuição ao Estudo de Filtros Ativos de Potência**. 2002. 290 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2002.

CAMARGO, R. F.; **Método de Sincronização Aplicado a Conversores PWM Trifásicos**, 2006. 356 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2006.

CHAPALLAZ, J. M.; GHALI, J. D.; EICHENBERGER, P. and FISCHER, G.; **Manual on Induction Motors Used as Generators**. Braunschweig: Vieweg, 1992.

CHAUHAN, Y. K.; JAIN, S. K.; SINGH, B.; **A Prospective on Voltage Regulation of Self-Excited Induction Generators for Industry Applications.** IEEE Transactions on Industry Applications, v. 46, n. 2, Março/Abril 2010.

CHAVEZ, C.; HOUDEK, J. A.; **Dynamic harmonic mitigation and power factor correction.** In proceedings: IEEE Industrial Electronics Society, 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization. 5 pp. Barcelona, Espanha, 2007.

GRIJP, M. H.; HOPKINS, R.A.; **Controlled switching of shunt capacitors.** In proceedings: IEEE 4th AFRICON Vol. 2, pp. 874-879. Stellenbosch, South Africa, 1996.

JAIN, D. K.; MITTAL, A. P.; SINGH, B.; **Advanced controlled series compensated self-excited induction generator.** IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth, v. 2, p. 707-712, 1996.

JALALI, S. G.; LASSETER, R. H.; DOBSON, I.; **Dynamic Response of a Thyristor Controlled Switched Capacitor.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 3, pp. 1609 – 1615. July 1994.

JIANHUA, Z.; GUANGPING, D.; GANG, X.; **Design of the Control System for Thyristor Switched Capacitor Devices.** In proceedings: IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol. 2, pp. 606 – 610. Setembro, 2003

KARADY, G. G., **Continuous regulation of capacitive reactive power.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7. No. 3. July 1992.

KRAUSE, P. C.; THOMAS, C. H.; **Simulation of Symmetrical Induction Machinery.** IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, v. PAS-84, n. 11, p. 1038-1053, Nov. 1965.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D.; **Analysis of Electric Machinery.** McGraw-Hill Book Co., 1. Ed., 1986.

KUO, S. C.; WANG, L.; **Analysis of voltage control for a self-excited induction generator using a current-controlled voltage source inverter (CC-VSI).** IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, v. 148, n. 5, p. 431–438, Sep. 2001.

KUSKO, A.; MEDORA, N.K. **Switching of power harmonic filters.** In proceedings: IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Vol. 2, pp. 941 – 945, 1994.

MACHADO, Q. R.; BUSO, S. and POMILIO, A. J.; **Sistema de Geração Distribuída Utilizando Gerador de Indução Trifásico e Fontes CC Conectado a Rede Monofásica.** Eletrônica de Potência - SOBRAEP, Campinas, vol. 10, nº 01, p. 51-58, 2011.

MARRA, E. G. and POMÍLIO, J. A.; **Self-Excited Induction Generator Controlled by a VS-PWM Bidirectional Converter for Rural Applications.** IEEE Transactions On Industry Applications, v. 35, n. 4, 1999.

MARRA, E. G. **Gerador de Indução Associado a Inversor PWM Operando com Frequência Constante.** Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, Brasil, Agosto 1999.

MARTINS, N.; SOUZA, G. C. D.; **Controle Fuzzy do Gerador de Indução Trifásico para Micro Centrais Hidrelétricas**. Eletrônica de Potência – SOBRAEP, vol.12, nº 2, pp. 137-146, Julho de 2007.

MURTHY, S. S.; PINTO, A. J. P.; BEIG, A. R.; **Novel integral cycle voltage controller for self-excited induction generator**. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, p. 1–4, 2006.

ONG, C. M.; **Dynamic Simulation of Electric Machinery Using Matlab/Simulink**. Prentice Hall PTR, New Jersey, EUA, 1997.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrica, Sumário Executivo – **Plano Anual da Operação Energética**, 2010. Disponível em <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/pen%202010_vol1_relatorio_executivo.pdf> Acesso em: 14 junho 2011.

QUISPE, E. C.; ARIAS, R. D.; QUNTERO, J. E.; **A New Voltage Regulator for Self-Excited Induction Generator** - Design, Simulation, and Experimental Results. IEEE Conference of Electric Machinery Drives, p. TB3/7.1 – TB3/7.3, 1997.

RAI, H. C.; TANDAN, A. K.; MURTHY, S. S.; SINGH, B.; SINGH, B. P.; **Voltage regulation of self-excited induction generator using passive elements**. IEEE Conference of Electric Machine Drives, p. 240–245, 1993.

RECH, C.; CAMARGO, R. F.; CAMPOS, M.; SALVADORI, F.; LEANDRO, G. V. and BOLACELL, J. C.; **Impacto de métodos de sincronismo no desempenho de geradores de indução auto-excitados**. Controle & Automação - SBA, vol.19, nº 04, pp. 475-485, 2008.

RECH, C.; **Estratégia de Controle para Geradores de Indução** - Etapa II, Projeto de P&D - Relatório Final das atividades de pesquisa desenvolvidas, referentes ao ciclo 2003/2004 do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Departamento Municipal de Energia de Ijuí. Ijuí, 2007.

SANTOS, R. S.; **Proposta para implementação de microcentrais hidrelétricas automatizadas com o emprego de geradores assíncronos**. Dissertação de Mestrado, UFRGS, 2003.

SCHERER, L. G.; CAMARGO, R. F.; **Control of micro hydro power stations using nonlinear model of hydraulic turbine applied on microgrid systems**. Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência – COBEP, p. 812-818, 2011.

SCHERER, L. G.; CAMARGO, R. F.; **Frequency and voltage control of micro hydro power stations based on hydraulic turbine's linear model applied on induction generators**. Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência – COBEP, p. 546-552, 2011.

SCHERER, L. G.; CAMARGO, R. F.; PINHEIRO, H.; RECH, C.; **Advances in the modeling and control of micro hydro power stations with induction generators**. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, p. 997-1004, 2011.

SCHERER, L. G.; **Modelagem e controle de uma micro central hidrelétrica com utilização de gerador de indução auto-excitado**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil, Janeiro 2012.

SILVA, S. M.; SILVA, M. I.; CORRÊA, T. P.; FRANÇA, G. J.; **Operação Dinâmica de Bancos de Capacitores com Eliminação de Correntes de Inrush**. VIII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - Blumenau - SC - Brasil. Agosto 2009.

SIMÕES, M. G.; FARRET, F. A.; **Alternative Energy Systems: Design and Analysis with Induction Generators**. CRC Press, 2ª Ed., 2007.

TISCHER, C. B.; POSSER, F. C.; SCHERER, L. G.; CAMARGO, R. F.; **Desenvolvimento de um método baseado no controle do balanço da potência reativa para regulação de tensão em microcentrais hidrelétricas que empregam geradores de indução**. IEEE/IAS International Conference on Industry Applications – INDUSCON, 2012.

TISCHER, C. B.; POSSER, F. C.; SCHERER, L. G.; FRANCHI C. M.; CAMARGO, R. F.; **Hybrid method for control of voltage regulation applied in micro hydro power station**. Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society – IECON, p. 1013-1018, 2012.

TISCHER, C. B.; POSSER, F. C.; SCHERER, L. G.; FRANCHI C. M.; CAMARGO, R. F.; **Método híbrido de controle para a regulação de tensão em microcentrais hidrelétricas que utilizam geradores de indução auto-excitados**. Congresso Brasileiro de Automática – CBA, p. 415-422, 2012.

WIJAYA, F. D.; ISOBE, T.; USUKI, K.; WIJK, J. A.; SHIMADA, R.; **A new automatic voltage regulator of self-excited induction generator using SVC magnetic energy recovery switch (MERS)**. IEEE Power Electronics Specialists Conference, p. 697-703, 2008.

ANEXOS

Anexo A - Obtenção das equações da planta em eixos estacionário e síncrono

Neste anexo será apresentado em detalhes o procedimento para obtenção das equações de estado da planta em coordenadas abc , $\alpha\beta 0$ e $dq0$.

A.1 Normalização das Variáveis do Circuito

Visando limitar a faixa dinâmica das variáveis para uma implementação discreta em um DSP de ponto flutuante, utilizou-se uma transformação linear que normaliza as variáveis do circuito. Escolhendo os valores base (P_{base} , V_{base}), as variáveis normalizadas de tensão e corrente podem ser definidas como: $v_n = v/v_{base}$, $i_n = i/i_{base}$, onde: $I_{base} = P_{base}/v_{base}$.

Agora, definindo esta transformação linear, dada pela matriz \mathbf{T}_n ,

$$\mathbf{T}_n = \begin{bmatrix} \frac{1}{i_{base}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{i_{base}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{i_{base}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{v_{base}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{v_{base}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{v_{base}} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

os vetores de estado, entrada e distúrbio tornam-se:

$$\dot{\mathbf{x}}_n(t) = \mathbf{T}_n \dot{\mathbf{x}}(t); \mathbf{x}_n(t) = \mathbf{T}_n \mathbf{x}(t); \mathbf{u}(t) = v_{base} \mathbf{u}_n(t); \mathbf{w}(t) = i_{base} \mathbf{w}_n(t) \quad (\text{A.2})$$

Como resultado, a equação de estado (1.28) pode ser reescrita da seguinte forma,

$$\dot{\mathbf{x}}_n(t) = \mathbf{T}_n \mathbf{A}_{abc} \mathbf{T}_n^{-1} \mathbf{x}_n(t) + \mathbf{T}_n \mathbf{B}_{abc} v_{base} \mathbf{u}_n(t) + \mathbf{T}_n \mathbf{F}_{abc} i_{base} \mathbf{w}_n(t) \quad (\text{A.3})$$

onde:

$$\mathbf{A}_n = \mathbf{T}_n \mathbf{A}_{abc} \mathbf{T}_n^{-1}; \quad \mathbf{B}_n = \mathbf{T}_n \mathbf{B}_{abc} v_{base}; \quad \mathbf{F}_n = \mathbf{T}_n \mathbf{F}_{abc} i_{base} \quad (\text{A.4})$$

Logo, a equação (A.3) na forma compacta para a representação por espaço de estado em coordenadas estacionárias normalizadas é dada por:

$$\dot{\mathbf{x}}_n(t) = \mathbf{A}_n \mathbf{x}_n(t) + \mathbf{B}_n \mathbf{u}_n(t) + \mathbf{F}_n \mathbf{w}_n(t) \quad (\text{A.5})$$

onde:

$$\mathbf{x}_n = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u}_n = \begin{bmatrix} u_{1_pwm} \\ u_{2_pwm} \\ u_{3_pwm} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{w}_n = \begin{bmatrix} i_{Ga} \\ i_{Gb} \\ i_{Gc} \end{bmatrix}. \quad (\text{A.6})$$

$$\mathbf{A}_n = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & 0 & 0 & \frac{2v_{base}}{3L_f i_{base}} & \frac{-v_{base}}{3L_f i_{base}} & \frac{-v_{base}}{3L_f i_{base}} \\ 0 & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & \frac{-v_{base}}{3L_f i_{base}} & \frac{2v_{base}}{3L_f i_{base}} & \frac{-v_{base}}{3L_f i_{base}} \\ 0 & 0 & -\frac{R_f}{L_f} & \frac{-v_{base}}{3L_f i_{base}} & \frac{-v_{base}}{3L_f i_{base}} & \frac{2v_{base}}{3L_f i_{base}} \\ \frac{i_{base}}{Cv_{base}} & 0 & 0 & \frac{-1}{CR_C} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{i_{base}}{Cv_{base}} & 0 & 0 & \frac{-1}{CR_C} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{i_{base}}{Cv_{base}} & 0 & 0 & \frac{-1}{CR_C} \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

$$\mathbf{B}_n = \frac{v_{base}}{3L_f i_{base}} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

$$\mathbf{F}_n = \frac{i_{base}}{Cv_{base}} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

A.2 Equação de Estados da Planta em Coordenadas $\alpha\beta 0$

A transformação do sistema trifásico de coordenadas estacionárias abc em um sistema de coordenadas estacionárias $\alpha\beta 0$ pode ser obtida através da seguinte matriz de transformação.

$$\mathbf{T}_{\alpha\beta 0} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A.10})$$

Logo, tem-se:

$$\dot{\mathbf{x}}_{\alpha\beta 0}(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \dot{\mathbf{x}}_n(t); \quad \mathbf{x}_{\alpha\beta 0}(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{x}_n(t); \quad \mathbf{u}_{\alpha\beta 0}(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{u}_n(t); \quad \mathbf{w}_{\alpha\beta 0}(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{w}_n(t) \quad (\text{A.11})$$

Isolando os termos obtém-se:

$$\dot{\mathbf{x}}_n(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \dot{\mathbf{x}}_{\alpha\beta 0}(t); \quad \mathbf{x}_n(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{x}_{\alpha\beta 0}(t); \quad \mathbf{u}_n(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{u}_{\alpha\beta 0}(t); \quad \mathbf{w}_n(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{w}_{\alpha\beta 0}(t) \quad (\text{A.12})$$

Aplicando as equações (A.12) na equação (A.5), obtém-se:

$$\mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \dot{\mathbf{x}}_{\alpha\beta 0_n}(t) = \mathbf{A}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{x}_{\alpha\beta 0}(t) + \mathbf{B}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{u}_{\alpha\beta 0}(t) + \mathbf{F}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{w}_{\alpha\beta 0}(t) \quad (\text{A.13})$$

Pré-multiplicando os dois lados da equação (A.13) pela matriz $\mathbf{T}_{\alpha\beta 0}$, tem-se:

$$\dot{\mathbf{x}}_{\alpha\beta 0_n}(t) = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{A}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{x}_{\alpha\beta 0_n}(t) + \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{B}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{u}_{\alpha\beta 0_n}(t) + \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{F}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \mathbf{w}_{\alpha\beta 0_n}(t) \quad (\text{A.14})$$

onde:

$$\mathbf{A}_{\alpha\beta 0} = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{A}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1}; \quad \mathbf{B}_{\alpha\beta 0} = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{B}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1}; \quad \mathbf{F}_{\alpha\beta 0} = \mathbf{T}_{\alpha\beta 0} \mathbf{F}_n \mathbf{T}_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (\text{A.15})$$

Como resultado da equação (A.14), a representação por espaço de estado em coordenadas estacionárias $\alpha\beta 0$ normalizadas, é dada por:

$$\dot{\mathbf{x}}_{\alpha\beta 0_n}(t) = \mathbf{A}_{\alpha\beta 0} \mathbf{x}_{\alpha\beta 0_n}(t) + \mathbf{B}_{\alpha\beta 0} \mathbf{u}_{\alpha\beta 0_n}(t) + \mathbf{F}_{\alpha\beta 0} \mathbf{w}_{\alpha\beta 0_n}(t) \quad (\text{A.16})$$

onde:

$$\mathbf{x}_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u}_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} u_{\alpha_pwm} \\ u_{\beta_pwm} \\ u_{0_pwm} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{w}_{\alpha\beta 0_n} = \begin{bmatrix} i_{G\alpha} \\ i_{G\beta} \\ i_{G0} \end{bmatrix}. \quad (\text{A.17})$$

$$\mathbf{A}_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & 0 & 0 & \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & 0 & \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{i_{base}}{C v_{base}} & 0 & 0 & \frac{-1}{C R_C} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{i_{base}}{C v_{base}} & 0 & 0 & \frac{-1}{C R_C} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{i_{base}}{C v_{base}} & 0 & 0 & \frac{-1}{C R_C} \end{bmatrix} \quad (\text{A.18})$$

$$\mathbf{B}_{\alpha\beta 0} = \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.19})$$

$$\mathbf{F}_{\alpha\beta 0} = \frac{i_{base}}{C v_{base}} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.20})$$

A.3 Equação de Estados da Planta em Coordenadas $dq0$

A transformação do sistema trifásico de coordenadas $\alpha\beta 0$ em um sistema de coordenadas síncronas $dq0$ é realizada através da seguinte matriz de transformação:

$$\mathbf{T}_{dq0} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \text{sen}(\omega t) & 0 \\ -\text{sen}(\omega t) & \cos(\omega t) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.21})$$

Logo, tem-se:

$$\mathbf{x}_{dq0}(t) = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{x}_{\alpha\beta 0}(t); \quad \mathbf{u}_{dq0}(t) = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{u}_{\alpha\beta 0}(t); \quad \mathbf{w}_{dq0}(t) = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{w}_{\alpha\beta 0}(t) \quad (\text{A.22})$$

Isolando os termos, obtém-se:

$$\mathbf{x}_{\alpha\beta 0}(t) = \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{x}_{dq0}(t); \mathbf{u}_{\alpha\beta 0}(t) = \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{u}_{dq0}(t); \mathbf{w}_{\alpha\beta 0}(t) = \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{w}_{dq0}(t) \quad (\text{A.23})$$

Aplicando as equações de (A.23) na equação (A.16), obtém-se:

$$\left(\mathbf{T}_{dq0}^{-1} \dot{\mathbf{x}}_{dq0}(t) \right) = \mathbf{A}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{x}_{dq0}(t) + \mathbf{B}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{u}_{dq0}(t) + \mathbf{F}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{w}_{dq0}(t) \quad (\text{A.24})$$

Expandindo a parcela da direita na equação (A.24) em termos de sua derivada parcial, tem-se:

$$\dot{\mathbf{T}}_{dq0}^{-1} \mathbf{x}_{dq0}(t) + \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \dot{\mathbf{x}}_{dq0}(t) = \mathbf{A}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{x}_{dq0}(t) + \mathbf{B}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{u}_{dq0}(t) + \mathbf{F}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{w}_{dq0}(t) \quad (\text{A.25})$$

Isolando o termo $\dot{\mathbf{x}}_{dq0}(t)$ da parcela da esquerda na equação (A.25), obtém-se:

$$\dot{\mathbf{x}}_{dq0}(t) = \left[-\dot{\mathbf{T}}_{dq0}^{-1} + \mathbf{A}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \right] \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{x}_{dq0}(t) + \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{B}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{u}_{dq0}(t) + \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{F}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \mathbf{w}_{dq0}(t) \quad (\text{A.26})$$

onde:

$$\mathbf{A}_{dq0} = \mathbf{T}_{dq0} \left[-\dot{\mathbf{T}}_{dq0}^{-1} + \mathbf{A}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \right]; \mathbf{B}_{dq0} = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{B}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1}; \mathbf{F}_{dq0} = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{F}_{\alpha\beta 0} \mathbf{T}_{dq0}^{-1} \quad (\text{A.27})$$

Como resultado, da equação (A.26), encontra-se:

$$\dot{\mathbf{x}}_{dq0}(t) = \mathbf{A}_{dq0} \mathbf{x}_{dq0}(t) + \mathbf{B}_{dq0} \mathbf{u}_{dq0}(t) + \mathbf{F}_{dq0} \mathbf{w}_{dq0}(t) \quad (\text{A.28})$$

sendo:

$$\mathbf{x}_{dq0-n} = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \\ v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix}; \mathbf{u}_{dq0-n} = \begin{bmatrix} u_{d_pwm} \\ u_{q_pwm} \\ u_{0_pwm} \end{bmatrix}; \mathbf{w}_{dq0-n} = \begin{bmatrix} i_{Gd} \\ i_{Gq} \\ i_{G0} \end{bmatrix}. \quad (\text{A.29})$$

$$\mathbf{A}_{dq0} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & -\omega & 0 & \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} & 0 & 0 \\ \omega & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & 0 & \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{i_{base}}{Cv_{base}} & 0 & 0 & \frac{-1}{CR_C} & -\omega & 0 \\ 0 & \frac{i_{base}}{Cv_{base}} & 0 & \omega & \frac{-1}{CR_C} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{i_{base}}{Cv_{base}} & 0 & 0 & \frac{-1}{CR_C} \end{bmatrix} \quad (\text{A.30})$$

$$\mathbf{B}_{dq0} = \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.31})$$

$$\mathbf{F}_{dq0} = \frac{i_{base}}{Cv_{base}} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.32})$$

Como as componentes das variáveis de estado da componente zero são nulas, estas serão desprezadas no prosseguimento desta análise, logo as matrizes de estado da equação (A.29), torna-se:

$$\mathbf{x}_{dq} = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ v_d \\ v_q \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u}_{dq} = \begin{bmatrix} u_{d_pwm} \\ u_{q_pwm} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{w}_{dq} = \begin{bmatrix} i_{Gd} \\ i_{Gq} \end{bmatrix}; \quad (\text{A.33})$$

$$\mathbf{A}_{dq} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & -\omega & \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} & 0 \\ \omega & -\frac{R_f}{L_f} & 0 & \frac{v_{base}}{L_f i_{base}} \\ \frac{i_{base}}{Cv_{base}} & 0 & -\frac{1}{CR_C} & -\omega \\ 0 & \frac{i_{base}}{Cv_{base}} & \omega & -\frac{1}{CR_C} \end{bmatrix}; \mathbf{B}_{dq} = \frac{v_{base}}{i_{base} L_f} \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}; \mathbf{F}_{dq} = \frac{i_{base}}{Cv_{base}} \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.34})$$

Então, a representação por espaço de estado em coordenadas girantes dq normalizadas é dada por:

$$\dot{\mathbf{x}}_{dq}(t) = \mathbf{A}_{dq} \mathbf{x}_{dq}(t) + \mathbf{B}_{dq} \mathbf{u}_{dq}(t) + \mathbf{F}_{dq} \mathbf{w}_{dq}(t) \quad (\text{A.35})$$

Anexo B – Método de sincronização e rastreamento de frequência

Neste anexo é apresentado o método de sincronização e rastreamento de frequência desenvolvido para fins de aplicação no sistema proposto nesta dissertação. O método apresentado a seguir sugere um algoritmo de simples implementação, no entanto, robusto a distorções e desequilíbrios de tensão. Seu princípio de funcionamento é baseado na medição de uma única tensão do sistema, habilitando-o a aplicações em conversores de tensão monofásicos, podendo também ser aplicado a conversores trifásicos sem perda de generalidade de resultados. Ainda, com simples modificações, o método descrito abaixo permite o rastreamento da frequência da rede viabilizando uma possível conexão.

B.1 Descrição do novo método proposto

Este método de sincronização foi desenvolvido visando sua aplicação em conversores monofásicos conectados a rede elétrica de distribuição. A Figura B.1 mostra o diagrama esquemático do método proposto.

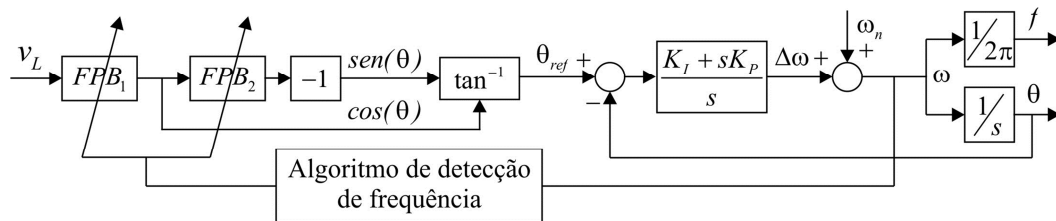


Figura B.1 - Diagrama do método de sincronização proposto.

Basicamente o método apresentado na Figura B.1, apresenta as seguintes etapas:

- 1) Medição da tensão monofásica do sistema de distribuição;
- 2) Filtragem da tensão medida, a partir de dois filtros passa-baixas (FPB), a fim de atenuar possíveis componentes harmônicas presentes na tensão da rede e realizar o deslocamento de fase do sinal medido.
- 3) Obtenção do valor do ângulo de referência, θ_{ref} , a cada ciclo do programa conforme a seguinte equação:

$$\theta_{ref} = \tan^{-1} \left(\frac{\text{sen}(\theta)}{\text{cos}(\theta)} \right) \quad (\text{B.1})$$

- 4) Compensação do sinal de erro, definido como a diferença entre θ_{ref} e o valor medido θ , através de compensador PI para eliminar erros em regime permanente senoidal. O sinal obtido é a variação de frequência angular $\Delta\omega$, a qual é somada com a frequência angular da rede, ω_n .
- 5) Caso haja variação nas tensões da rede, um algoritmo de adequação da frequência ajusta os ganhos dos filtros de forma a sintonizá-los à nova frequência de operação.

Anexo C – Projeto dos controladores aplicados no CER

C.1 Projeto dos controladores das malhas internas de corrente

O projeto dos controladores PI aplicados à malha interna de corrente do sistema de controle do CER requer o conhecimento da planta, mais precisamente, da FT relacionando a entrada e saída da planta.

No item 2.2 foi obtido o modelo dinâmico do sistema incluindo gerador de indução, capacitores de excitação, CER e filtros de saída do inversor. Ao final da seção, foram apresentadas as equações de espaço de estados que descrevem o modelo do sistema em coordenadas síncronas dq .

A partir destas equações, e dos parâmetros considerados e apresentado no capítulo 3, é possível obter as FT que relacionam as correntes no eixo dq (i_d e i_q) com os sinais de controle também no eixo dq (u_d e u_q):

$$G_{i_d}(s) = \frac{i_d}{u_d} = \frac{-9000s - 1,08 \times 10^5}{s^2 + 24s + 1,423 \times 10^5} \quad (\text{C.1})$$

$$G_{i_q}(s) = \frac{i_q}{u_q} = \frac{-9000s - 1,08 \times 10^5}{s^2 + 24s + 1,423 \times 10^5} \quad (\text{C.2})$$

A igualdade entre as FT das duas malhas se deve à simetria das matrizes de espaço de estados que definem o sistema.

A malha interna de controle de corrente pode então ser ilustrada conforme figura C.1.

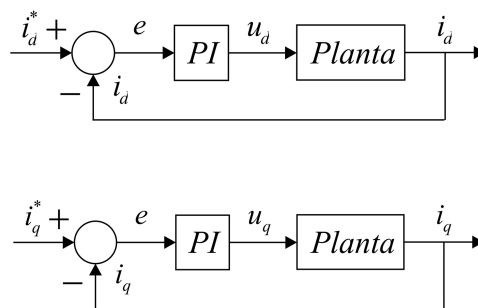


Figura C.1 - Diagramas de blocos das malhas internas de controle de corrente.

Novamente emprega-se o Matlab[®] no projeto dos controladores PI aplicados nas malhas internas de controle do inversor, obtendo-se como resultado a seguinte função de transferência:

$$C_i(s) = -0,2888 - \frac{105}{s} \quad (C.3)$$

Os parâmetros considerados no projeto dos controladores PI são apresentados na Tabela C.1.

Tabela C.1 - Parâmetros de projeto dos controladores PI das malhas internas.

Parâmetro	Valor
Frequência de chaveamento	10 kHz
Ganho proporcional (k_p)	-0,2888
Ganho integral (k_i)	-105

Aplicando o método de discretização FOH às FT da planta e do controlador, obtêm-se as seguintes equações no domínio Z, que relacionam as correntes no eixo dq (i_d e i_q) com as ações de controle também no eixo dq (u_d e u_q):

$$G_{i_d-i_q}(z) = \frac{-0,4498z^2 - 0,0003595z + 0,449}{z^2 - 1,996z + 0,9976} \quad (C.4)$$

$$C_i(z) = \frac{0,2888z - 0,2782}{z - 1} \quad (C.5)$$

C.2 Projeto do controlador da malha externa de tensão CC

O projeto do controlador é baseado na equação dinâmica de balanço de potências, conforme Camargo, 2006, para o circuito da Figura 3.1. Logo:

$$P_{capacitor} = -P_{barramento_CA} \quad (C.6)$$

ou ainda,

$$\frac{1}{2}C_{cc} \left(\frac{dv_{cc}^2(t)}{dt} \right) = -(v_d(t)i_d(t) + v_q(t)i_q(t)) \quad (C.7)$$

Assumindo para o caso em questão que, o CER consome somente uma pequena parcela de potência ativa, e que as tensões da rede são equilibradas e sem harmônicos, tem-se que $v_q = 0$. Logo, a equação (C.7), torna-se:

$$\frac{1}{2} C_{cc} \left(\frac{dv_{cc}^2(t)}{dt} \right) = - (v_d(t) i_d(t)) \quad (C.8)$$

Agora, normalizando a equação (C.8), multiplicando ambos os lados da mesma por $1/v_{base}^2$ tem-se:

$$\frac{1}{2} C_{cc} \left(\frac{dv_{ccn}^2(t)}{dt} \right) = -i_d(t) \left(\frac{v_{dn}(t)}{v_{base}} \right) \quad (C.9)$$

onde $v_{ccn}^2 = v_{cc}^2 / v_{base}^2$ e $v_{dn} = v_d / v_{base}$.

Aplicando-se a transformada de Laplace obtêm-se a seguinte equação:

$$v_{ccn}^2 = - \frac{2}{s} C_{cc} \frac{v_{dn}}{v_{base}} i_d \quad (C.10)$$

Rearranjando os termos da equação (C.10) e multiplicando por v_{base} , obtêm-se a FT da planta de controle do barramento CC:

$$G_{v_{cc}}(s) = \frac{v_{cc}}{i_d} = - \frac{2}{s} C_{cc} \frac{v_{dn}}{v_{ccn}} \quad (C.11)$$

Considerando-se os parâmetros definidos para a planta, obtêm-se a seguinte FT:

$$G_{v_{cc}}(s) = \frac{v_{cc}}{i_d} = \frac{-212,75}{s} \quad (C.12)$$

A malha externa de controle da tensão CC pode então ser ilustrada conforme a Figura C.2

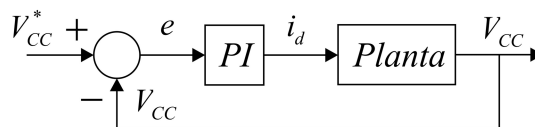


Figura C.2 - Diagrama de blocos da malha externa de controle da tensão CC.

Através do ambiente Sisotool do Matlab, projeta-se o controlador PI a ser empregado, conforme equação abaixo:

$$C_{v_{cc}}(s) = -2,68 - \frac{4020}{s} \quad (\text{C.13})$$

Os parâmetros considerados no projeto do controlador PI são apresentados na Tabela C.2.

Tabela C.2 - Parâmetros de projeto do controlador PI da malha externa de tensão CC.

Parâmetro	Valor
Frequência de chaveamento	10 kHz
Ganho proporcional (k_p)	-2,68
Ganho integral (k_i)	-4020

Através da discretização das FT's da planta e do controlador pelo método *FOH*, obtém-se as seguintes equações:

$$G_{v_{cc}}(z) = \frac{-0,01065z - 0,01063}{z - 1} \quad (\text{C.14})$$

$$C_{v_{cc}}(z) = \frac{-2,881z + 2,479}{z - 0,99} \quad (\text{C.15})$$

C.3 Projeto do controlador da malha externa de tensão CA

Assim como as malhas internas de controle, a FT que descreve o comportamento da planta da malha externa de controle da tensão CA é obtida a partir das equações de espaço de estados, apresentadas no item 2.2.

Sabendo-se que o controle da amplitude da tensão CA gerada está associada ao balanço da potência reativa do sistema, a qual está diretamente relacionada ao controle da corrente no eixo q , a FT obtida da planta relaciona v_d e i_q . Considerando-se os parâmetros definidos para a planta, obtém-se a seguinte FT:

$$G_{v_d}(s) = \frac{v_d}{i_q} = \frac{-279,3}{s^2 + 0,1538s + 3,948 \times 10^7} \quad (\text{C.16})$$

A malha externa de controle da tensão CA pode então ser ilustrada conforme a Figura C.3.

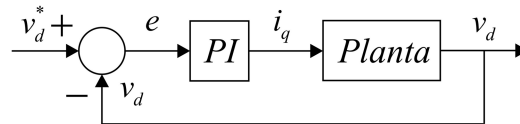


Figura C.3 - Diagrama de blocos da malha externa de controle da tensão CA.

Através do ambiente Sisotool do Matlab, projeta-se o controlador PI a ser empregado, conforme equação abaixo:

$$C_{v_d}(s) = -0,151 - \frac{20}{s} \quad (\text{C.17})$$

Os parâmetros considerados no projeto do controlador PI são apresentados na Tabela C.3

Tabela C.3 - Parâmetros de projeto do controlador PI da malha externa de tensão CA.

Parâmetro	Valor
Frequência de chaveamento	10 kHz
Ganho proporcional (k_p)	-0,151
Ganho integral (k_i)	-20

Através da discretização das FT's da planta e do controlador pelo método *FOH*, obtém-se as seguintes equações:

$$G_{v_d}(z) = \frac{-4,564 \cdot 10^{-7} z^2 - 1,79 \cdot 10^{-6} z - 4,564 \cdot 10^{-7}}{z^2 - 1,618z + 1} \quad (\text{C.18})$$

$$C_{v_d}(z) = \frac{-0,151z + 0,149}{z - 1} \quad (\text{C.19})$$