

Conrado Fleck dos Santos

**Uma Contribuição ao Controle para
Estabilização de Conversores em Microrredes
de Energia Utilizando o Conceito de Máquina
Síncrona Virtual**

Alegrete

2016

Conrado Fleck dos Santos

**Uma Contribuição ao Controle para Estabilização de
Conversores em Microrredes de Energia Utilizando o
Conceito de Máquina Síncrona Virtual**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Energia

Orientador: Prof. Dr. Márcio Stefanello

Alegrete

2016

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

d754c dos Santos, Conrado Fleck

Uma Contribuição ao Controle para Estabilização de
Conversores em Microrredes de Energia Utilizando o Conceito de
Máquina Síncrona Virtual / Conrado Fleck dos Santos.

127 p.

Dissertação(Mestrado)-- Universidade Federal do Pampa,
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2016.

"Orientação: Márcio Stefanello".

1. Máquina Síncrona Virtual. 2. Controlador por Modos
Deslizantes. 3. Controle Adaptativo por Modelo de Referência.
I. Título.

CONRADO FLECK DOS SANTOS

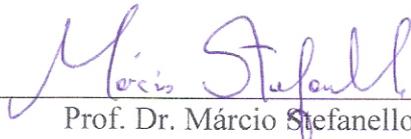
UMA CONTRIBUIÇÃO AO CONTROLE PARA ESTABILIZAÇÃO DE
CONVERSORES EM MICRORREDES DE ENERGIA UTILIZANDO O CONCEITO
DE MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

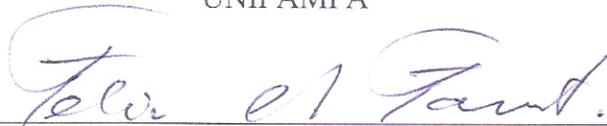
Área de concentração: Sistemas de Energia

Dissertação defendida e aprovada em: 01 de julho de 2016.

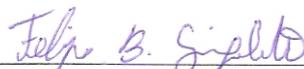
Banca examinadora:



Prof. Dr. Márcio Stefanello
Orientador
UNIPAMPA



Prof. PhD. Felix Alberto Farret
UFSM



Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto
UNIPAMPA

"bendita ou maldita íngreme montanha?"

Resumo

Com o crescimento da utilização de fontes renováveis de energia, os sistemas elétricos passam a experimentar um novo modelo, a Geração Distribuída (GD). Com isso, tem-se um cenário que sinaliza uma mudança de paradigmas, da geração centralizada baseada em grandes usinas para um modelo descentralizado com diversas pequenas e médias unidades geradoras. As máquinas síncronas utilizadas nas grandes usinas contribuem para a estabilidade do sistema de potência através da energia armazenada no rotor da máquina devido a sua inércia rotacional. Devido a este fenômeno, um sistema sujeito a distúrbios possui um tempo de resposta maior ou menor, dependendo da inércia da máquina individual, sendo capaz de amortecer distúrbios causados por diversos fatores, como conexão e desconexão de geradores na rede, conexão e desconexão de cargas, etc. A estabilidade total do sistema depende da contribuição de todas as máquinas ligadas ao sistema de potência, através da soma dos momentos de inércia individual de cada máquina. Já as unidades de GD utilizam, em geral, conversores eletrônicos como interface entre a fonte geradora e a rede de distribuição. Geralmente, pequenas unidades por si só não comprometem a operação segura do sistema elétrico. Assim, as interações entre uma unidade de GD e o sistema elétrico convencional podem ser negligenciadas. Porém, com o aumento do seu uso, a dinâmica global do sistema de potência pode ser significativamente afetada. Tendo em vista o aumento da utilização de interfaces eletrônicas (IE) para geração de energia, um dos maiores desafios relacionados ao futuro dos sistemas de potência é a redução significativa da equivalente elétrica da inércia rotacional total do sistema, o que pode comprometer a estabilidade do sistema. Neste contexto, as Máquinas Síncronas Virtuais ganham importância devido às suas características semelhantes às máquinas reais. Ainda, de forma análoga, é possível o uso de sinais complementares estabilizadores com o intuito de melhorar a dinâmica do sistema. Nesta dissertação são propostos dois estabilizadores dinâmicos, um baseado na técnica de controle por modos deslizantes (SMC) e outra baseada no Controle Adaptativo por Modelo de Referência (MRAC).

Palavras-chaves: Máquina Síncrona Virtual, Controle por Modos Deslizantes, Controle Adaptativo por Modelo de Referência

Abstract

With the widespread use of renewable energy, the electrical systems begin to experience a new model, the Distributed Generation (DG). Thus, there is a scenario that signals a paradigm shift, from centralized generation based on large power plants to a decentralized model with several small and medium-sized generators units. Synchronous machines used in large power plants contribute to the stability of the power system through the energy stored in the rotor of the machine due to rotational inertia. Because this phenomenon, the system has a greater or lesser time response, depending on the inertia of the individual machine, being able to damp the disorders caused by several factors, such as connection and disconnection of generators on the network, connection and disconnection of loads, etc. The overall stability of the system depends on the contribution of all machines connected to the power system by the sum of the individual moments of inertia of each machine. Since DG units use electronic converters as an interface between the source and distribution network. Generally, small DG units alone will not compromise the safe operation of the electrical system. Thus, the interactions between DG unit and a conventional electrical system can be neglected. However, with the penetration of GD in the electrical system, the overall dynamics of the power system can be significantly affected. Given the increased use of electronic interfaces (EI) for power generation, one of the biggest challenges to the future of power systems is the significant reduction of the electrical equivalent of the total rotational inertia of the system, which may result in a degradation system stability. In this context, the Virtual synchronous machines become important because of its beneficial characteristics similar to the actual machines. Further, similarly, the use of additional stabilizers signals in order to improve the dynamics of the system is possible. This dissertation proposed two dynamic stabilizers, one based on Sliding Mode Control (SMC) and another based on Model Reference Adaptive Control (MRAC).

Keywords: Virtual Synchronous Machine, Sliding Mode Control, Model Reference Adaptive Control.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Diagrama esquemático da Máquina Síncrona Virtual.	22
Figura 2 – Diagrama exemplificado de uma máquina síncrona e seus controladores.	25
Figura 3 – Sistema de potência convencional	26
Figura 4 – Conceito Geração Distribuída	27
Figura 5 – Microrrede com estrutura de controle hierárquica.	30
Figura 6 – Diagrama de blocos genérico da MSV	34
Figura 7 – Diagrama de blocos da emulação da inércia.	35
Figura 8 – Diagrama de blocos genérico da malha de potência reativa/tensão	35
Figura 9 – Diagrama de blocos do VISMA. a) Controlado em corrente, b) controlado em tensão	36
Figura 10 – Diagrama de blocos VSYNCH	38
Figura 11 – Diagrama de blocos proposto por (GAO; IRAVANI, 2008)	39
Figura 12 – Diagrama de blocos Synchronverter	39
Figura 13 – Diagrama de blocos (RODRIGUEZ; CANDELA; LUNA, 2013)	41
Figura 14 – Diagrama de blocos proposto por (D'ARCO; SUUL, 2013)	42
Figura 15 – Diagrama de blocos proposto por (DU et al., 2013).	43
Figura 16 – Diagrama de blocos proposto por (HIRASE et al., 2012)	44
Figura 17 – Diagrama de blocos (SAKIMOTO; MIURA; ISE, 2011a)	44
Figura 18 – Diagrama de blocos (CVETKOVIC et al., 2014)	45
Figura 19 – Diagrama de blocos (ASHABANI; MOHAMED, 2012)	46
Figura 20 – Diagrama simplificado máquina síncrona.	47
Figura 21 – Diagrama fasorial da MSV.	50
Figura 22 – Diagrama de blocos da malha de Potência Ativa - Frequência.	51
Figura 23 – Diagrama de blocos da malha de Potência Reativa - Tensão.	53
Figura 24 – Diagrama de blocos da Máquina Síncrona Virtual.	56
Figura 25 – Diagrama de blocos do MRAC	62
Figura 26 – Ilustração do estágio de potência da MSV.	63
Figura 27 – Diagrama de blocos da Máquina Síncrona Virtual.	64
Figura 28 – Ilustração da cenário simulado.	64
Figura 29 – Frequência Angular da Rede e MSV durante inicialização e rastreamento de referências.	65
Figura 30 – Potência ativa e referência durante inicialização e rastreamento de referências.	66
Figura 31 – Potência Reativa e referência durante inicialização e rastreamento de referências.	66
Figura 32 – Frequência angular da rede e da MSV durante inicialização.	66

Figura 33 – Ângulo da rede e ângulo da MSV durante inicialização.	67
Figura 34 – Tensão da rede e tensão da MSV durante inicialização.	67
Figura 35 – Frequência angular durante variação de frequência.	68
Figura 36 – Potência Ativa durante variação de frequência.	68
Figura 37 – Potência Reativa durante variação de frequência.	69
Figura 38 – Corrente RMS do conversor durante variação de frequência.	69
Figura 39 – Tensão RMS no PCC durante variação de frequência.	69
Figura 40 – Frequência durante variação de tensão.	70
Figura 41 – Potência Ativa durante variação de tensão.	70
Figura 42 – Potência Reativa durante variação de tensão.	71
Figura 43 – Corrente RMS do conversor durante variação de tensão.	71
Figura 44 – Tensão RMS no PCC durante variação de tensão.	72
Figura 45 – Frequência durante variação de cargas.	72
Figura 46 – Potência Ativa durante variação de cargas.	73
Figura 47 – Potência Reativa durante variação de cargas.	73
Figura 48 – Corrente RMS do conversor durante variação de cargas.	74
Figura 49 – Tensão RMS no PCC durante variação de cargas.	74
Figura 50 – Ilustração do cenário 2.	75
Figura 51 – Potência Ativa e Reativa do conversor 1	76
Figura 52 – Potência Ativa e Reativa do conversor 2	77
Figura 53 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 1 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.	78
Figura 54 – Grandezas elétricas do conversor 1 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.	79
Figura 55 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 1 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.	80
Figura 56 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 2 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.	81
Figura 57 – Grandezas elétricas do conversor 2 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.	82
Figura 58 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 2 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.	83
Figura 59 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 1 durante a variação de frequência da rede.	84
Figura 60 – Grandezas elétricas do conversor 1 durante a variação de frequência da rede.	85
Figura 61 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 1 durante a variação de frequência da rede.	86

Figura 62 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 2 durante a variação de frequência da rede.	87
Figura 63 – Grandezas elétricas do conversor 2 durante a variação de frequência da rede.	88
Figura 64 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 2 durante a variação de frequência da rede.	89
Figura 65 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 1 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.	90
Figura 66 – Grandezas elétricas do conversor 2 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.	91
Figura 67 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 1 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.	92
Figura 68 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 2 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.	93
Figura 69 – Grandezas elétricas do conversor 2 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.	94
Figura 70 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 1 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.	95
Figura 71 – Classificação da estabilidade do sistema de potência.	112
Figura 72 – Estabilizador do Sistema de Potência	116
Figura 73 – Esquemático Máquina Síncrona.	119
Figura 74 – Modelo por fase de um gerador síncrono conectado à rede.	120
Figura 75 – Conexão de duas fontes de energia.	125
Figura 76 – Curvas de Decaimento Potência Ativa/Frequência e Potência Reativa/Tensão	126

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros da Simulação do cenário 1	65
Tabela 2 – Parâmetros da Simulação do cenário 2	75

Lista de abreviaturas e siglas

GD	Geração Distribuída
MR	Microrrede
MSV	Máquina Síncrona Virtual
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
PCC	Ponto de Conexão Comum
IE	Interface Eletrônica
VSI	<i>Voltage Sourced Inverter</i>
MS	Máquina Síncrona
CE	Chave Estática
CM	Controlador Local dos Microgeradores
CCMR	Controlador Central da Microrrede
SGD	Sistema de Gestão da Distribuição
CERTS	<i>Consortium for Electrical Reliability Technology Solutions</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
VISMA	<i>Virtual Synchronous Machine</i>
PI	controlador Proporcional-Integral
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
VSG	<i>Virtual Synchronous Generator</i>
BIC	<i>Bounded Integral Control</i>
AB	<i>Adaptative Backstapping control</i>
FEM	Força contra eletromotriz
SMC	<i>Sliding Mode Control</i>
MRAC	<i>Model Reference Adaptative Control</i>

Lista de símbolos

θ_v	Ângulo da Máquina Síncrona Virtual
abc	Coordenadas associadas ao sistema trifásico
\vec{e}	Força contra eletromotriz
ω_v	Velocidade Angular Virtual
ω_r	Velocidade angular da rede
ψ	Fluxo Eletromagnético Virtual
J	Momento de inércia virtual
T_{mv}	Torque mecânico virtual
T_{ev}	Torque eletromagnético virtual
K_d	Constante de decaimento da malha $P - \omega$
K_v	Constante de decaimento da malha $Q - v$
K_s	Ganho do torque de sincronização
δ	Ângulo de carga
τ_f	Constante de tempo da malha $P - \omega$
τ_v	Constante de tempo da malha $Q - v$
s	Superfície de deslizamento
M_f	Indutância mútua virtual
K	Ganho da malha $Q - v$
u	Ação de controle do Estabilizador
$u1$	Ação de controle da malha $Q - v$

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Objetivos do trabalho	21
1.2	Organização do Documento	22
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E AS MICRORREDES	25
2.1	Geração Centralizada e Descentralizada	25
2.2	Microrredes	27
2.2.1	Estrutura da MR	29
2.2.2	Controle Hierárquico em Microrredes	31
2.2.3	Máquinas Síncronas Virtuais em Microrredes	32
2.3	Máquina Síncrona Virtual - Revisão Bibliográfica e Estado da Arte	33
2.4	Considerações Finais	46
3	MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL	47
3.1	Modelagem da Máquina Síncrona Virtual	47
3.1.1	Malha de Potência Ativa - Frequência	51
3.1.2	Malha de Potência Reativa - Tensão	52
3.2	Considerações Finais	53
4	SINAIS ESTABILIZADORES SUPLEMENTARES	55
4.1	Modelagem em espaço de estados	55
4.2	Estabilizador por Modos Deslizantes	57
4.3	Estabilizador Adaptativo por Modelo de Referência	60
4.3.1	Descrição da planta e objetivo de controle	60
4.3.2	Análise de estabilidade e obtenção do algoritmo de adaptação	61
4.4	Considerações Finais	62
5	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	63
5.1	Conversor Eletrônico conectado à rede	64
5.2	Conversores interligados em paralelo com a rede	74
6	CONCLUSÃO	97
6.1	Sugestão de Trabalhos Futuros	98
	REFERÊNCIAS	101

ANEXOS	109
ANEXO A – ESTABILIDADE SISTEMAS DE POTÊNCIA	111
A.1 Equação da Oscilação e a Estabilidade angular do rotor	112
A.2 Estabilidade de frequência	113
A.3 Estabilidade da Tensão	114
A.4 Estabilizadores Sistemas de Potência - PSS	114
ANEXO B – MÁQUINA SÍNCRONA	119
B.1 Operação da Máquina Síncrona Convencional	119
B.1.1 Efeito dos Enrolamentos Amortecedores no Rotor	119
B.1.2 Sincronização do Gerador Síncrono	119
ANEXO C – OUTRAS TÉCNICAS PARA CONTROLE DE MR . .	123
C.1 Sistemas de controle com interconexão	123
C.2 Controle por Curvas de Decaimento	124

1 Introdução

Atualmente, o planejamento, desenvolvimento e operação dos sistemas de potência passam por diversos desafios relacionados à disseminação de geradores distribuídos que fazem o uso de fontes alternativas de energia. As grandes usinas que atualmente centralizam sua geração através de geradores síncronos aos poucos vão sendo complementadas por pequenos produtores que comumente utilizam conversores eletrônicos como interface entre a fonte e a rede. Com isso, a conexão de diversas unidades de geração distribuída (GD) podem formar redes intermediárias que se estendem sob o conceito de Microrredes (MR), formadas geralmente por conversores eletrônicos interligados em paralelo. Sob estas condições, o decréscimo dos sistemas que possuem inércias físicas a partir das máquinas síncronas podem se tornar um problema (D'ARCO; SUUL, 2013).

As unidades de geração convencionais prestam suporte à operação do sistema de potência de diversas formas. Providenciam amortecimentos de oscilações na potência através de grandes inércias rotacionais, regulação primária de frequência através das características de droop do governador, e controle local da tensão ou fluxo de potência reativa através do controle de excitação do campo magnético da máquina síncrona. Estas funcionalidades não são intrínsecas aos controladores convencionais utilizados nos sistemas de geração que fazem uso de interface eletrônica, que necessitam de sincronização a uma rede estável. Entretanto, a vantagem da geração que faz uso de conversores eletrônicos é a sua controlabilidade (WESENBEECK et al., 2009; SABORÍO-ROMANO, 2015). Justamente por existir um grande grau de liberdade através de diferentes técnicas de controle, uma nova abordagem vem sendo investigada por diferentes grupos de pesquisa, que tem como foco controlar os conversores eletrônicos de potência através da emulação das características essenciais das unidades de geração convencionais. As funcionalidades desejadas podem ser obtidas através da replicação das respostas dinâmicas das máquinas síncronas, sendo esta técnica de controle chamada de Máquina Síncrona Virtual (MSV).

Atualmente, diferentes topologias vem sendo propostas, com implementações diferenciadas e específicas. Com isso, as MSV se tornam um importante objeto de estudo com o intuito de aumentar a integralização de unidades de GD que fazem o uso de conversores eletrônicos conectados à rede.

1.1 Objetivos do trabalho

O principal objetivo deste trabalho é fazer uso das dinâmicas das máquinas síncronas e investigar o método de controle que tem como objetivo emular o comportamento dinâmico de uma máquina síncrona. A ideia por trás deste método é fazer com que, do ponto de

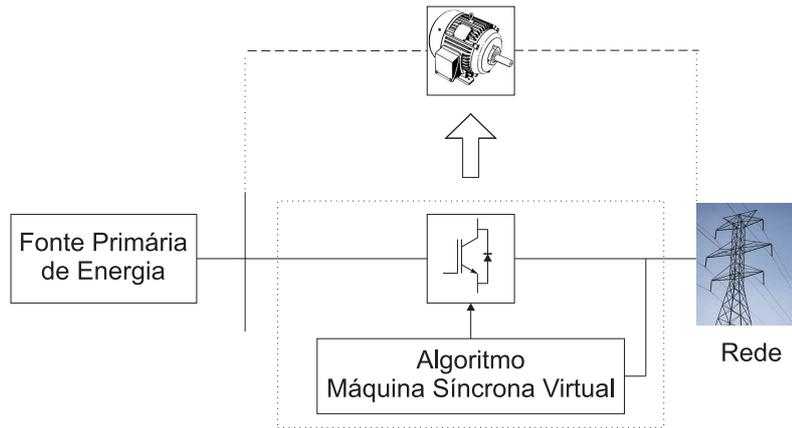


Figura 1 – Diagrama esquemático da Máquina Síncrona Virtual.
 Fonte: Adaptado de (BEVRANI; ISE; MIURA, 2014)

vista da rede, os conversores possuam um comportamento semelhante ao das máquinas convencionais.

Assim, podem-se citar alguns dos principais tópicos desta pesquisa:

- Obtenção do modelo dinâmico não linear da máquina síncrona virtual em espaço de estados.
- Implementação da técnica de controle baseada na emulação da máquina síncrona virtual no programa de simulação MATLAB/Simulink para analisar o comportamento dinâmico do sistema.
- Desenvolvimento de uma malha de controle para implementar um Estabilizador do Sistema de Potência ou PSS (do inglês *Power System Stabilizer*). Duas técnicas de controle foram apresentadas. A primeira baseada na técnica de controle por Modos Deslizantes e a segunda baseada na técnica de Controle Adaptativo por Modelo de Referência.

1.2 Organização do Documento

No Capítulo 2, conceitos relevantes a este trabalho são brevemente apresentados. O atual estado da arte da técnica da Máquina Síncrona Virtual é demonstrado expondo as topologias existentes encontradas na literatura.

No Capítulo 3, é feita a modelagem da máquina síncrona virtual e apresentado o seu funcionamento.

No Capítulo 4, são desenvolvidos os projetos de sinais estabilizadores suplementares. São demonstrados dois projetos de PSS, um utilizando a técnica de controle por modos deslizantes e a outra utilizando Controle Adaptativo por Modelo de Referência.

No Capítulo 5, são definidas situações de teste para a topologia de controle proposta. São feitas análises da operação do conversor conectado à rede, compartilhamento de carga,

conexão e desconexão com a rede.

No Capítulo 6, é feita uma conclusão com relação aos resultados obtidos. São apresentadas também sugestões e recomendações para trabalhos futuros que visam a utilização da máquina síncrona virtual em microrredes.

2 Geração Distribuída e as Microrredes

Este capítulo apresenta um breve resumo sobre alguns dos assuntos abordados ao longo desta dissertação. Inicialmente será discutido a forma como a geração distribuída vem sendo inserida junto ao sistema de potência convencional. Depois uma breve conceitualização referente às microrredes e sobre como as máquinas síncronas virtuais podem contribuir para a estabilidade do sistema de potência. Por fim, uma revisão bibliográfica referente às diferentes técnicas de emulação da máquina síncrona virtual (MSV).

2.1 Geração Centralizada e Descentralizada

Nos sistemas de potência tradicionais, a geração de energia elétrica é baseada em grandes plantas geradoras que são conectadas ao sistema de transmissão. Em uma unidade de geração tradicional, a energia primária é convertida em energia mecânica por meio de turbinas (hidráulicas, a vapor ou a combustão). Através do uso de máquinas síncronas, a energia mecânica é então convertida em energia elétrica. Um regulador primário controla a velocidade ou potência de saída baseada em características das curvas de decaimento de potência ativa-frequência. Uma excitatriz gera a corrente de excitação do campo magnético interno da máquina síncrona. Um regulador automático de tensão ou AVR (do inglês *Automatic Voltage Regulator*) controla a corrente do campo, e como consequência, a tensão terminal da máquina síncrona no ponto de conexão comum (PCC).

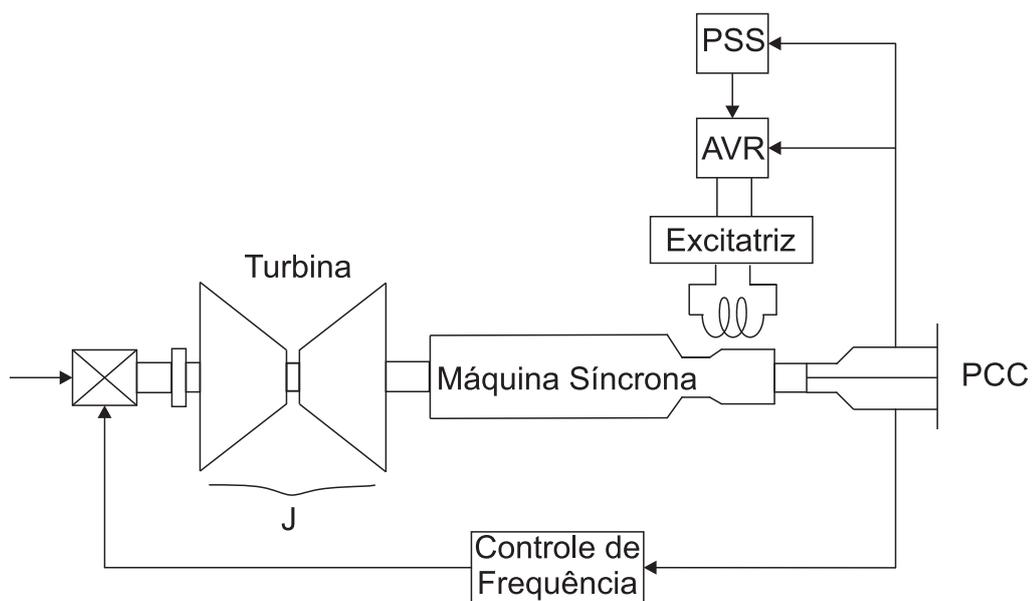


Figura 2 – Diagrama exemplificado de uma máquina síncrona e seus controladores.

Dentro da estrutura de controle atual, as unidades geradoras tradicionais partici-

pam do amortecimento do sistema através da inércia das máquinas síncronas utilizadas, contribuem com a regulação primária de frequência por meio das características do controlador por Curvas de Decaimento e participam do controle local de tensão ou potência ativa, através do controle de excitação do campo magnético da máquina síncrona (MS). Essas características não são intrínsecas do controle convencional de fontes alternativas de energia que utilizam interface eletrônica (IE) que dependem de uma frequência da rede estável para realizar a sincronização. Ainda, em sua maioria, os sistemas com IEs utilizam controladores de corrente baseadas em referências que não consideram o comportamento dinâmico de outras interfaces também conectadas ao barramento.

O sistema de potência convencional é baseado em geração, transmissão e distribuição (STEVENSON, 1982). O sistema de geração converte a potência mecânica resultante da conversão de energia das fontes primárias como energia hidráulica, carvão, nuclear, gás, etc., em elétrica. O sistema de transmissão transmite a energia elétrica até os consumidores finais. Neste tipo de sistema, o fluxo de potência é horizontal, como pode ser visto na Figura 3 a).

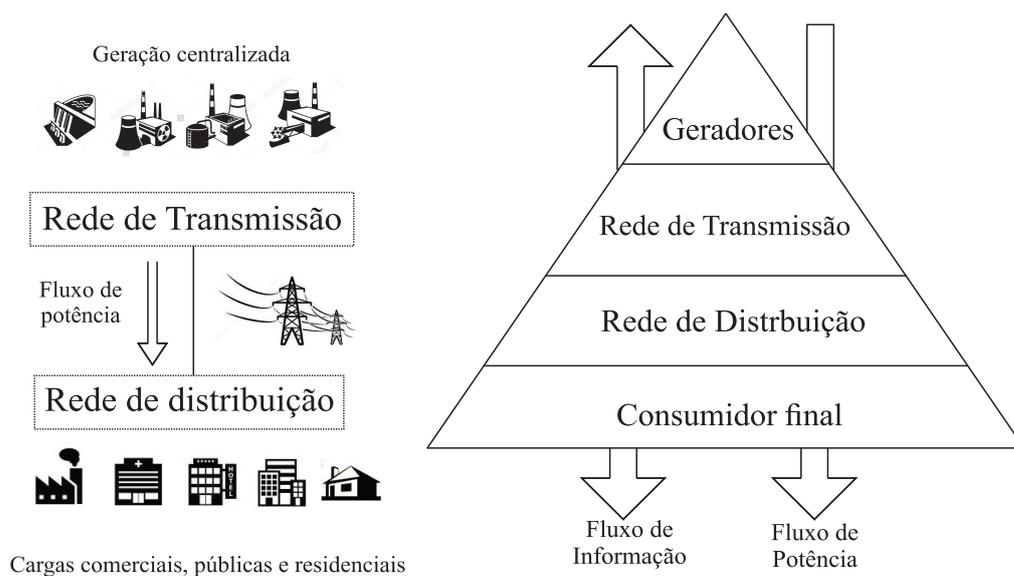


Figura 3 – Sistema de potência convencional
Fonte: Adaptado de (GUERRERO et al., 2010)

Porém, com as recentes necessidades de ampliação dos sistemas elétricos, pode-se dizer que o processo de universalização da energia elétrica passa pela utilização de novas fontes de energia renováveis que sejam economicamente viáveis. Com isso, inúmeras fontes alternativas de geração de energia como eólica, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, dentre outras vem sendo exploradas, e sua utilização pode ser feita sob as mais diversas condições, podendo atender a diferentes tipos de produtores e consumidores de energia.

A esse novo modelo de geração convencionou-se chamar de geração distribuída

(GD). Estes pequenos e médios produtores geralmente estão conectados próximos às cargas e a maioria é conectado ao sistema de distribuição (REZA, 2006). A Figura 4 ilustra o conceito de geração distribuída conectada ao sistema de distribuição.

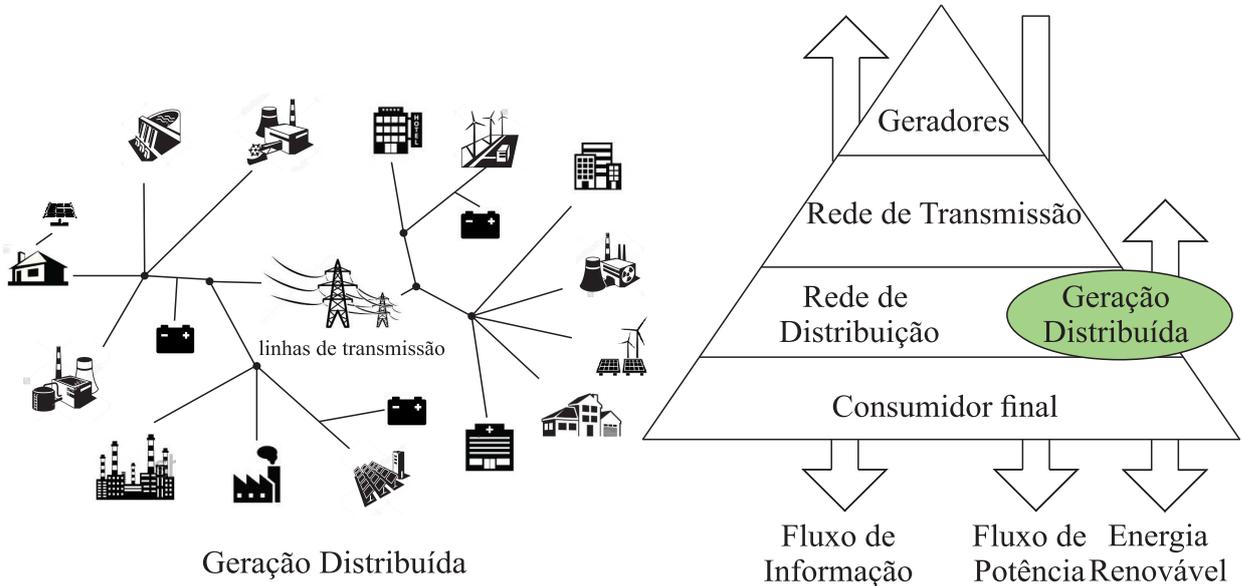


Figura 4 – Conceito Geração Distribuída
Fonte: Adaptado de (GUERRERO et al., 2010)

Porém, como citado anteriormente, com o crescimento da geração distribuída, os sistemas de potência tradicionais tendem a se alterar para uma nova forma, como podemos ver na Figura 4, onde existem diversos geradores próximos das cargas e consumidores locais, criando uma rede complexa de informações.

A estabilidade de um sistema de potência tradicional é influenciada por estes controles, que são amplamente distribuídos em configurações hierárquicas.

2.2 Microrredes

Com a disseminação da geração distribuída (GD) utilizando fontes alternativas de energia é crescente o número de desafios relacionado ao controle e gerenciamento da energia provenientes destas diferentes fontes. Segundo a norma IEEE 1547.4, uma aproximação efetiva para controlar e gerenciar um sistema de potência inteligente é fazer uma divisão em séries de Microrredes. Com isso, as unidades de GD e cargas locais podem ser incorporadas ao sistema de potência através destas MR's formando um grande sistema de potência inteligente que pode ser controlado separadamente através do gerenciamento local das unidades visando manter a estabilidade do sistema.

Atualmente, existem diversas definições para descrever uma microrrede estabelecidas por diferentes instituições ao redor do mundo. O Departamento de Energia dos Estados Unidos define uma MR como um grupo de demandas e recursos energéticos distribuídos,

dentro de limites elétricos bem definidos, que atuam como entidade única em relação à rede principal, sendo capaz de operar tanto no modo ilhado quanto no modo conectado à rede.

Embora hajam diversas definições com algumas diferenças pontuais, basicamente uma Microrrede consiste numa rede de distribuição de baixa tensão podendo ser uma área urbana como um bairro ou então uma instalação industrial na qual são integradas pequenas unidades de geração distribuída juntamente com dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis e ainda um sistema de controle e gestão.

Dadas as suas especificidades, as MRs poderão ser uma solução aos problemas técnicos resultantes da integração em larga escala de geradores distribuídos conectados à rede. Uma das particularidades das microrredes, é sua capacidade de operar tanto interligada à rede de distribuição quanto de forma isolada, isto é, desconectada da rede. A operação de forma isolada consiste em um modo de operação em condições de emergência e requer estratégias de controle específicas.

Podendo operar nestes dois estados de operação, quando a MR está conectada à rede sua função é injetar potência ativa e reativa com restrições de qualidade e energia com o objetivo de não degradar a estabilidade do sistema de potência. Já no modo de operação ilhado é necessário garantir que seja possível suprir a demanda de potência com tensão e frequência controlados, e mantendo o compartilhamento de potência entre as diferentes unidades de geração distribuída (HOROWITZ; PHADKE; RENZ, 2010).

O controle das microrredes deve ser capaz de habilitar a utilização de diferentes fontes de energia garantindo a operação segura do sistema. Uma MR possui uma estrutura de controle hierárquica onde cada nível possui diferentes objetivos. A Figura 5 exemplifica uma possibilidade de controle com níveis hierárquicos, onde são necessárias técnicas de controle avançadas em todos níveis.

Como mencionado anteriormente, a microrrede deve ser capaz de operar de modo autônomo em caso de faltas, mas também deve ser capaz de interagir com a rede principal. No caso da operação emilhada da MR, é necessário lidar com a conexão e a desconexão de cargas. Ainda, deve ser capaz de prover regulação de potência ativa/frequência e potência reativa/tensão no ponto de conexão, com o objetivo de garantir a estabilidade global do sistema.

Existem diversos benefícios técnicos e econômicos através do uso das microrredes. A redução da distância física e elétrica entre as microgerações e cargas podem contribuir para a melhoria do suporte de energia reativa ao sistema como um todo, podendo trazer melhoras para o perfil de tensão do sistema, redução de perdas através das linhas de distribuição e transmissão. Também existe melhoria na qualidade e confiabilidade da energia elétrica através da descentralização do suprimento de energia com gerenciamento

para melhor adequação da oferta e demanda local, redução do impacto de falhas na transmissão e geração de larga escala e melhoria do processo de restauração do sistema, sendo este iniciado por ilhamentos com objetivo de restabelecer os consumidores próximos às microgerações (CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

É de grande importância salientar que as vantagens descritas anteriormente são genéricas, e somente são verificadas em casos onde a implantação da MR ocorra em conjunto com um planejamento elaborado com intuito de maximizar tais benefícios.

2.2.1 Estrutura da MR

As microrredes são sistemas integrados onde os sistemas de geração distribuída possam ser conectados e desconectados da rede principal através de um ponto de comum de acoplamento. Alguns elementos que constituem a microrrede, ilustrada na Figura 5, são descritos a seguir:

- Geradores Distribuídos. Microrredes são as melhores opções para integração de diferentes tipos de geradores distribuídos, ampliando a capacidade de exploração de recursos locais como sol, vento, biomassa, etc. Embora algumas fontes possam utilizar máquinas rotativas para gerar energia elétrica, a maioria utiliza interfaces eletrônicas. Os GD's podem operar de diferentes formas: como fonte de corrente ou então como fonte de tensão ou VSI (do inglês *Voltage Sourced Inverter*), estabelecendo a tensão e frequência da microrrede. Existem diferentes técnicas de controle para interconexão de fontes à rede.

- Sistemas de Armazenamento. Estabilidade, qualidade de energia e confiabilidade do fornecimento são garantidas através do uso de tecnologias de armazenamento de energia (RIBEIRO et al., 2001). Através deles, as unidades que utilizam fontes de energia de comportamento estocástico, como solar e eólica, podem se comportar de modo similar a unidades de fontes despacháveis. Em (TAN; LI; WANG, 2013) é realizada uma revisão geral contendo os avanços das tecnologias de armazenamento de energia aplicada aos sistemas de geração distribuída e microrredes.

- Cargas. As MRs podem suprir energia elétrica a diferentes tipos de cargas (residenciais, industriais, etc.). Estas cargas podem ser classificadas como críticas e não críticas com objetivo de garantir a operação desejada (TAN; LI; WANG, 2013). Essa operação inclui aspectos como prioridade de serviços a cargas específicas, garantias de qualidade de energia para cargas específicas, etc.

A Figura 5 ilustra uma possível arquitetura para uma microrrede. Ela é definida como uma rede de baixa tensão, juntamente com suas cargas e sistemas modulares de geração distribuída, podendo fornecer energia elétrica as cargas locais. A MR também deverá possuir dispositivos de armazenamento de forma a garantir uma maior flexibilidade na operação isolada do sistema.

Nesta MR, cada unidade de GD possui um disjuntor (*circuit breaker*) e o fluxo de potência é comandado através de um controle central ou gerenciador de energia. O disjuntor é utilizado para a desconexão das unidades em casos de distúrbios severos que possam causar impactos sobre a operação da microrrede. Ela é conectada ao sistema de distribuição em um ponto de conexão comum (PCC) utilizando uma chave estática (CE). Através dela a MR pode ser ilhada em casos de faltas de energia ou em casos de manutenção.

A Figura 5 ilustra uma estrutura hierárquica de controle que compreende os três principais níveis de controle da MR:

- Controladores locais dos microgeradores (CM);
- Um controlador central da microrrede (CCMR);
- Sistema de Gestão da Distribuição (SGD)

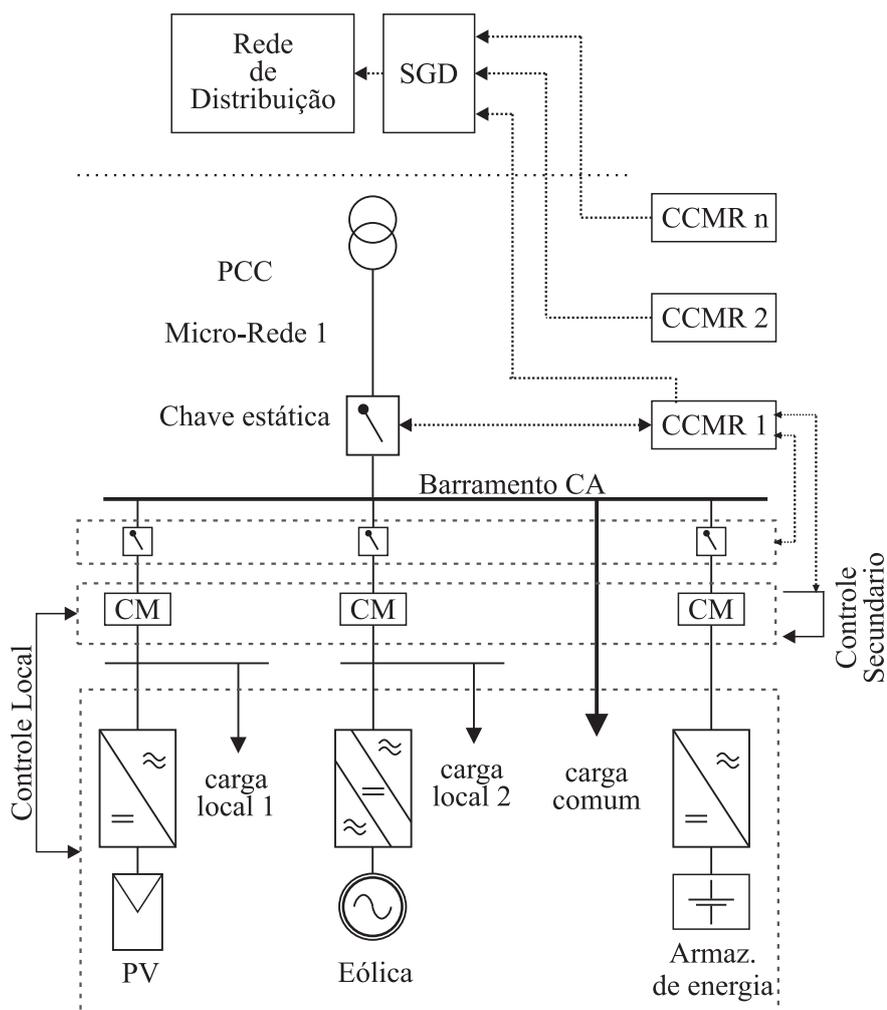


Figura 5 – Microrrede com estrutura de controle hierárquica.

Fonte: Adaptado de (BEVRANI; ISE; MIURA, 2014)

2.2.2 Controle Hierárquico em Microrredes

O sistema de controle de uma microrrede tem algumas funções específicas que são necessárias para o seu funcionamento: compartilhamento de carga entre geradores distribuídos, qualidade de energia, provisão de serviços auxiliares, etc. Estes objetivos podem ser possíveis através de um esquema de controle hierárquico de três níveis (KATIRAEI et al., 2008).

- Nível 1. Neste nível são encontrados os CMs. Seu controle é baseado em informações medidas localmente e não necessita de comunicação. Os controladores locais da microrrede possuem as seguintes funções:

- Controle interno das unidades de geração distribuída com objetivo sintetizar as referências de tensão e frequência. Este controle depende principalmente do tipo de fonte a ser controlada. Desta maneira, os controladores automáticos de tensão (do inglês *Automatic Voltage Regulator*- AVR) e controle pitch da turbina, são algumas das técnicas existentes para fontes controláveis. Para fontes não controláveis, algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência são as principais técnicas utilizadas. Para sistemas de armazenamento, a escolha do tipo de controle dependerá do tipo de sistema utilizado.

- Controle da geração de energia. As unidades de GD podem operar tanto conectadas à rede quanto desconectadas. Quando conectada à rede, a potência ativa e reativa são controladas. No caso onde algumas unidades de GD operam de modo autônomo, é necessário um controle capaz de evitar que ocorra circulação de corrente entre os geradores. Também é necessário que a tensão e frequência da microrrede seja controlada. As principais técnicas de controle são classificadas em estruturas com comunicação e estruturas baseadas em curvas de decaimento.

- Detecção de ilhamento. As unidades de GD devem ser capazes de operar em ambos modos de operação: conectado e desconectado à rede principal. Os principais algoritmos de detecção de ilhamento podem ser classificados como ativo (baseado na injeção de corrente, etc.), passivo (algoritmos baseados em alteração de fase, sob/sobre tensão, sob/sobre frequência) e métodos aplicados através da concessionária (baseado em sinais de comunicação, sistemas SCADA) (LLARIA et al., 2011).

- Nível 2. Cada MR necessita de um CCMR exclusivo, capaz de se conectar ao terceiro nível e deve garantir as seguintes tarefas:

- Controle de restabelecimento, que aprimora a frequência e a tensão da microrrede.
- Sincronismo entre a microrrede e a rede principal. As principais técnicas de sincronização são as baseadas na detecção de passagem por zero e as que utilizam PLL's (BLA-ABJERG et al., 2006).
- Coordenação das cargas comuns que necessitam de prioridade de abastecimento.

– Otimização da produção da microrrede levando em consideração fatores como preço de mercado para eletricidade e gás, segurança da rede e otimização da capacidade local de geração.

• Nível 3. Neste nível é encontrado o Sistema de Gestão da Distribuição. Este é o nível hierárquico mais alto, ao qual diversos CCMRs se conectam. O SGD é responsável pela operação coordenada de múltiplas MRs que interagem entre si no sistema. As suas principais funções são:

- Gerenciamento da operação das áreas que contenham uma microrrede.
- Operador da rede de distribuição deve funcionar como interface para o controlador central da MR.

O conceito de microrrede do Consórcio para Soluções de Tecnologia de Confiabilidade Elétrica (*do inglês consortium for electrical reliability technology solutions- CERTS*) estabelece que o elemento chave do projeto dos controladores das MRs é o fato de não haver necessidade de comunicação entre os microgeradores para a operação básica da microrrede (LASSETER et al., 2002). Desta forma, cada controlador da MR deve ser capaz de responder efetivamente a mudanças do sistema sem necessidade de informações de outras fontes ou localidades.

Atualmente, os métodos que não fazem uso de comunicação são os chamados controladores baseados em curvas de decaimento, que são capazes de satisfazer tais características. Diversas outras publicações sugerem que a utilização destas técnicas tendem a ser as melhores escolhas para o controle em MR (KATIRAEI et al., 2008; ZAMORA; SRIVASTAVA, 2010; LOPES; MOREIRA; MADUREIRA, 2006).

2.2.3 Máquinas Síncronas Virtuais em Microrredes

A máquina síncrona virtual pode ser utilizada para controlar unidades de geração distribuída que estejam conectadas à microrrede para compensar a falta de inércia através de malhas de controle de tensão e frequência.

As máquinas síncronas virtuais podem ser conectadas entre o barramento CC e a rede central. Segundo (BEVRANI; ISE; MIURA, 2014) estes sistemas se tornarão cada vez mais vitais para superar as flutuações causadas nas MRs devido à integração de um grande número de unidades de geração distribuída com pouca ou nenhuma inércia associada. Na literatura, atualmente ainda não há nenhum estudo que proponha uma relação entre a potência da MR e a potência necessária das máquinas síncronas virtuais instaladas visando sua melhor operação. Com isso, as MSVs são capazes de providenciar um suporte primário de regulação de frequência e tensão, se tornando um importante objeto de estudo para avaliar sua capacidade de contribuir no desenvolvimento de microrredes.

Pequenos sistemas de potência como MR são caracterizados pelas rápidas variações na rotação dos geradores após algum tipo de desbalanço repentino entre produção e demanda, como por exemplo a saída do sistema de alguma grande unidade de geração. Tecnologias convencionais usadas para geração de energia nem sempre são capazes de responder com velocidade suficiente para prevenir variações de frequência fora dos padrões, fazendo com que frequentemente seja necessário o desligamento de cargas com objetivo de evitar colapsos e fazer o balanço de potência e frequência retornarem aos níveis normais, com o viés de acarretar em perdas econômicas (ŞERBAN; MARINESCU, 2011). Segundo (BEVRANI; ISE; MIURA, 2014) com uma estratégia de controle apropriada, as máquinas síncronas virtuais equipadas com dispositivos de armazenamento de rápida ação podem auxiliar as microrredes a mitigar as variações de frequência causadas por interrupções na geração, reduzindo a necessidade de desligamento de cargas.

2.3 Máquina Síncrona Virtual - Revisão Bibliográfica e Estado da Arte

A principal ideia da utilização do conceito de máquina síncrona virtual é emular o comportamento dinâmico essencial de uma máquina síncrona real através do controle de um conversor eletrônico do tipo inversor de tensão. Atualmente, a implementação da MSV depende do modelo matemático utilizado, podendo conter um grau maior ou menor de dinâmicas da máquina real incluídos (D'ARCO; SUUL, 2013). As especificidades do modelo da máquina síncrona e suas características são determinadas de forma arbitrária de acordo com os diferentes modelos encontrados na literatura. Entretanto, a emulação da característica inercial e amortecimento de oscilações eletromecânicas são utilizadas em todos os modelos desenvolvidos pelos diferentes grupos de pesquisa que abordam o tema. Alguns aspectos adicionais como a inclusão das dinâmicas transientes e sub-transientes também podem ser abordados durante a modelagem da MSV, dependendo do grau de complexidade e precisão desejados ao reproduzir o funcionamento da máquina síncrona real. Ainda, os parâmetros selecionados para a implementação da máquina síncrona virtual não são limitados por projetos físicos reais como em uma máquina convencional. Isso quer dizer que é possível projetar uma MSV de acordo com as dinâmicas desejadas a partir da escolha dos parâmetros utilizados no modelo.

Se o propósito da máquina síncrona virtual é replicar com precisão o comportamento dinâmico de uma máquina real, então um modelo de ordem completa da máquina síncrona deve ser incluído no sistema de controle do conversor. Isso inclui um modelo elétrico de quinta ordem com representação nos eixos $dq0$ dos enrolamentos do estator, de amortecimento e do campo magnético, juntamente com um modelo mecânico de segunda ordem, resultando num modelo de sétima ordem (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994;

STEVENSON, 1982).

Embora existam diversas nomenclaturas para referir-se ao conceito de emulação de uma máquina síncrona utilizando conversores eletrônicos de potência, para facilitar a explicação do conceito, os trabalhos que utilizam a ideia de emulação de uma inércia virtual serão referidos como Máquina Síncrona Virtual.

Com as diversas topologias propostas, existem inúmeras maneiras de ilustrar o conceito da MSV. Na Figura 6 é demonstrado um diagrama de blocos genérico para ilustrar este conceito.

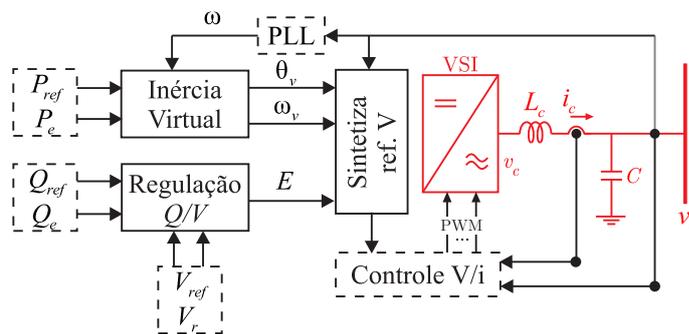


Figura 6 – Diagrama de blocos genérico da MSV

Nesta figura podemos observar a presença de um bloco representando a inércia virtual e a regulação da potência reativa/tensão. Os blocos pontilhados representam as funcionalidades que podem ser incluídas arbitrariamente ao modelo, dependendo da topologia de MSV escolhida.

Enquanto um modelo de ordem completa pode reproduzir o comportamento de uma máquina síncrona real, ele adiciona um nível de complexidade elevado se o objetivo é emular uma inércia e propriedades de amortecimento de frequência. Estas duas características podem ser obtidos através da Equação da Oscilação demonstrada no anexo A.1 e ada por:

$$J \frac{d\omega_v}{dt} = T_{mv} - T_{ev} - K_d(\omega_r - \omega_v) \quad (2.1)$$

A Figura 7 ilustra o diagrama de blocos da emulação da inércia.

A posição angular θ_v do rotor virtual da MSV pode ser obtida através da integral da frequência ω_v , e sua posição angular corresponde ao ângulo de fase da tensão gerada pelo modelo da máquina síncrona virtual.

A amplitude da tensão da MSV pode, igualmente, ser obtida através de um modelo elétrico reduzido da MS ou então pode ser obtida separadamente através de uma malha de controle dedicada a regulação da tensão e potência reativa.

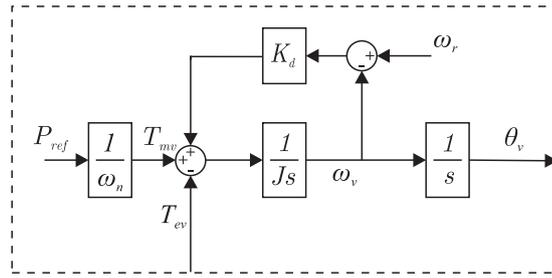


Figura 7 – Diagrama de blocos da emulação da inércia.

A Figura 8 ilustra um diagrama de blocos genérico para geração da amplitude da tensão do conversor eletrônico.

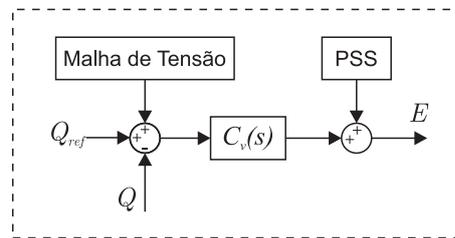


Figura 8 – Diagrama de blocos genérico da malha de potência reativa/tensão

Diferentes métodos de gerar a amplitude da tensão em máquinas síncronas virtuais são propostos na literatura. Nestas técnicas, a amplitude da tensão pode ser regulada através da potência reativa, da tensão ou ambas.

Como citado anteriormente, existem diversas metodologias para emulação de máquinas síncronas em conversores eletrônicos de potência. Por ser um assunto extremamente recente, na literatura ainda não há um consenso no âmbito de separar as diferentes técnicas propostas em categorias distintas.

As principais diferenças entre os modelos é em relação às referências geradas pelo modelo da máquina síncrona virtual, sendo possível tanto utilizar controle em malha aberta quanto utilizar técnicas de controle convencionais com a inclusão de malhas de tensão e corrente. Em (D'ARCO; SUUL, 2013) o autor classifica as máquinas síncronas virtuais de acordo com ordem do modelo e quanto à referência gerada pelo modelo. Outra forma de classificação proposta em (BEVRANI; ISE; MIURA, 2014) relaciona as máquinas síncronas virtuais que fazem uso de elementos armazenadores de energia de curto prazo para emular a inércia virtual.

A primeira proposta nomeada de Máquina Síncrona Virtual ou VISMA (do inglês *Virtual Synchronous Machine*) foi feita em 2007 (BECK; HESSE, 2007). Neste conceito, o autor destaca que é possível utilizar um modelo de ordem reduzida ou completa de uma máquina síncrona para gerar as referências de corrente. Em um primeiro momento, o projeto VISMA tem por objetivo utilizar o modelo de uma MS alimentado pelos valores de tensão e corrente medidos no ponto de conexão para gerar referências de corrente, e com

isso reproduzir as dinâmicas desejadas. Um diagrama de blocos simplificado é ilustrado na Figura 9.

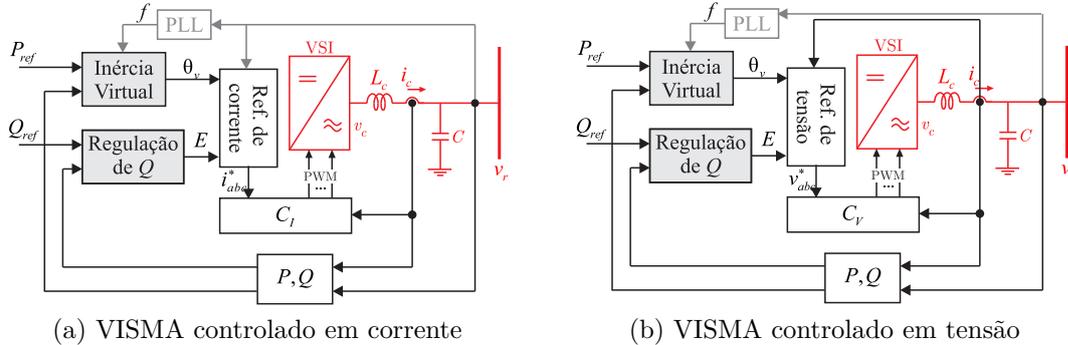


Figura 9 – Diagrama de blocos do VISMA. a) Controlado em corrente, b) controlado em tensão

O controlador de corrente pode ser implementado através de diversos métodos como controlador por histerese proposto inicialmente em (BECK; HESSE, 2007), ou um controlador proporcional integral (PI) como discutido em (PELCZAR, 2012), ou pode ser efetuado através de outra técnica convencional de controle de corrente nos eixos estacionários ou síncronos. A princípio, os reguladores das correntes podem ser facilmente ajustados enquanto saturações e limitações podem ser empregadas diretamente na corrente de referência. Entretanto, em implementações práticas, estes esquemas podem ser propensos a instabilidades numéricas, principalmente para modelos de ordem elevadas, e isso requer atenção específica na implementação em tempo discreto, como demonstrado em (PELCZAR, 2012). A origem destes problemas de instabilidades ainda não foram minuciosamente analisadas, e portanto, não está claro se eles ocorrem puramente relacionados as questões numéricas como escolha do método de integração na implementação ou se o método de emulação resulta intrinsecamente em problemas de estabilidade numérica. Outra aproximação possível para implementação da máquina virtual é configurar o modelo da máquina síncrona para gerar uma referência de tensão como saída.

Em (CHEN et al., 2011) é demonstrado a utilização deste conceito para melhorar a qualidade de energia. O estudo foi feito a partir de análises do comportamento dinâmico do sistema realizando variações em dois parâmetros. Primeiramente é feita uma variação no momento de inércia virtual e sujeitando o sistema a uma variação de frequência. É observado que com maior inércia virtual, mais potência ativa é fornecida para a rede e mais oscilatório fica o sistema. A partir disto, são feitas variações no coeficiente de amortecimento do modelo, demonstrando a possibilidade de atenuação destas oscilações. Resultados experimentais da contribuição da técnica de controle para a estabilidade do sistema também são apresentados.

Os mesmos autores demonstram em (CHEN et al., 2012b) o estudo do conceito

VISMA no modo ilhado. Foram investigados dois casos para este modo de operação. O primeiro demonstra o caso em que o VISMA opera conectado em paralelo com a rede principal e ela fica fora de operação. Neste caso, o conversor garante o suprimento de energia continuamente. O déficit de potência ocasionado pela falha da rede principal será suprido inicialmente pela inércia virtual do VISMA. Como a potência armazenada no rotor virtual é limitada, a rede ilhada pode ser suportada somente por um curto tempo, e a frequência da rede tenderá a diminuir. Segundo os autores, para garantir o suprimento de tensão e frequência nos valores nominais, é necessário implementar controladores apropriados para garantir esta operação. No segundo caso, foi analisado duas maneiras de inicialização do sistema. A diferença entre elas é como a amplitude da tensão é gerada através da equação da força contra eletromotriz.

Em (CHEN et al., 2012a) é discutida a comparação entre a implementação do conceito VISMA através do controle de corrente e o modo tensão, ilustrada na Figura 9. É apresentado uma nova forma de implementação do conceito utilizando um conversor contendo modulação por largura de pulso (PWM). No artigo, é demonstrado que o comportamento dinâmico do sistema é muito semelhante ao método controlado por corrente, podendo operar tanto no modo conectado a rede quanto ao modo ilhado. Segundo os autores, o método que faz uso do PWM possui uma qualidade maior na tensão sintetizada pelo conversor.

Outro conceito que busca emular o comportamento de máquinas síncronas, denominado pelos autores como Gerador Síncrono Virtual ou VSG (do inglês *Virtual Synchronous Generator* – VSG) foi proposto em 2007 através do projeto “VSYNC”, liderado por uma equipe formada por diversas universidades da União Européia (DRIESEN; VISSCHER, 2008). Em (VISSCHER; HAAN, 2008), (LOIX et al., 2009), (WESENBEECK et al., 2009) e (THONG et al., 2009; VAN et al., 2010) o princípio e o potencial aplicação de VSG’s é investigado, onde o principal objetivo é demonstrar que conversores conectados à rede com capacidade de armazenamento de energia conectado ao lado CC do conversor estão aptos a estabilizar a frequência da rede em caso de desbalanceamento entre a potência gerada e consumida. Em (LOIX et al., 2009; KARAPANOS; HAAN; ZWETSLOOT, 2011b) é apresentado a plataforma eletrônica utilizada para o projeto VSYNC. Inicialmente o *layout* e operação da plataforma são descritos em detalhes, demonstrando a versatilidade da proposta. O desempenho também são demonstrados através de resultados experimentais obtidos usando um inversor conectado à rede em um setup de laboratório. Em (ALBU et al., 2010; ALBU et al., 2011) é demonstrado o sistema de aquisição de dados e monitoramento para a plataforma de controle proposta pelo grupo de pesquisa. Em (KARAPANOS; HAAN; ZWETSLOOT, 2011a) é proposto um método de teste e verificação da operação da topologia de máquina síncrona virtual proposta pelo projeto VSYNC interligado ao sistema de potência demonstrando bons resultados quanto à melhora da estabilidade da frequência.

O modelo utilizado gera referências de corrente a partir de uma PLL (do inglês *Phase Locked Loop*) modificada. Nesta estrutura proposta pelos autores a PLL providencia uma resposta dinâmica semelhante à uma máquina síncrona e emula suas características eletromecânicas. Neste trabalho, as informações relacionadas com o sistema de armazenamento como o estado de carga são utilizados diretamente no controle, sendo esta uma das principais diferenças com as propostas de outros autores.

Outro esforço demonstrado em (KARAPANOS et al., 2011) é a capacidade de controlar a corrente do barramento CC através da MSV através de informações como frequência da rede e estado de carga das baterias, para garantir a correta troca de energia entre as baterias e o conversor.

O controle é dividido em três partes. O nível superior do controle, que envolve a emulação da inércia rotacional, é responsável pelo cálculo da potência ativa e reativa que será trocada entre o inversor e a rede com o objetivo de estabilizar a frequência. O nível inferior do controle é responsável por determinar a saída de tensão do conversor que deve ser aplicada com o objetivo de alcançar correta troca de potência entre o inversor e a rede, e o terceiro nível é o controle dos conversores CC/CC utilizados como interface entre as unidades de armazenamento de energia e o barramento CC do conversor.

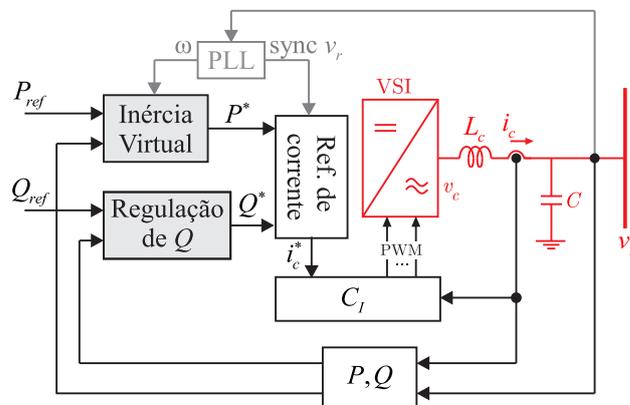


Figura 10 – Diagrama de blocos VSYNCH

O autor (GAO; IRAVANI, 2008) apresenta uma nova topologia de conversor controlado por tensão. A técnica proporciona controle sobre a frequência e tensão do ponto de acoplamento e permite a operação da unidade de geração distribuída nos modos ilhado e conectados à rede. A Figura 11 ilustra um diagrama de blocos da técnica proposta.

Com o objetivo de demonstrar as características dinâmicas da técnica são demonstradas análises baseadas nos autovalores do sistema. Considerando diferentes casos, são feitas investigações referentes à estabilidade dinâmica e sensibilidade aos parâmetros de controle. Através de simulações o autor valida as análises de estabilidade baseada nos autovalores. Também é demonstrada a performance dinâmica durante transientes como afundamentos de tensão, transição entre os modos de operação conectado à rede e ilhado

e impacto devido a variações de carga.

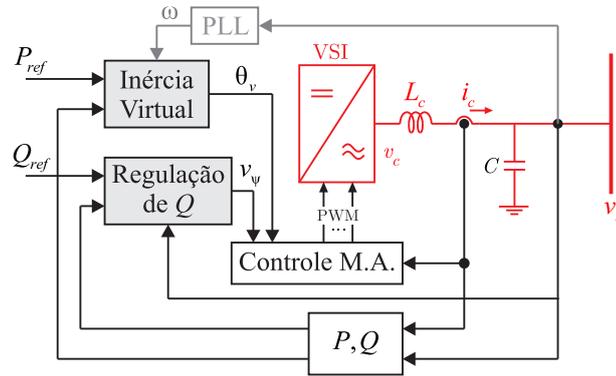


Figura 11 – Diagrama de blocos proposto por (GAO; IRAVANI, 2008)

A Figura 11 ilustra a técnica de controle proposta por (GAO; IRAVANI, 2008).

Outro conceito de emulação da máquina síncrona foi proposto em (ZHONG; WEISS, 2011), sendo denominada pelo autor como Synchronverter. Ele faz uso de um modelo de ordem reduzida para representação da máquina síncrona, fazendo com que seja possível controlar a frequência e ângulo de carga através da potência ativa e da Equação da Oscilação. A amplitude da tensão gerada é resultado da malha de controle de potência reativa. Segundo (ZHONG; WEISS, 2011), o Synchronverter é equivalente a um gerador síncrono com um pequeno banco de capacitores conectados em paralelo aos terminais do estator. Neste método, ilustrado na Figura 12, o conversor funciona no modo controlado por tensão. A amplitude da tensão gerada é obtida da expressão da força contra eletromotriz, enquanto a fase é obtida através da Equação da Oscilação.

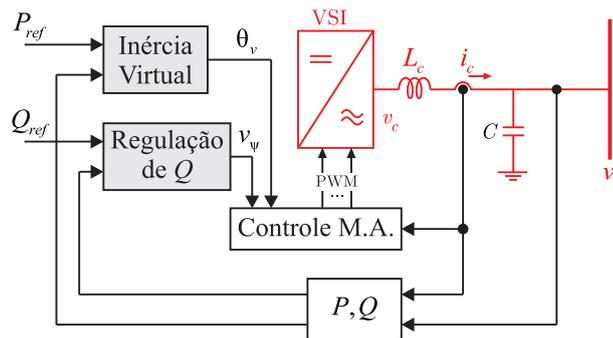


Figura 12 – Diagrama de blocos Synchronverter

O autor destaca as funcionalidades do método de controle, investigando a inclusão do Controle por Curvas de Decaimento para potência ativa e reativa. O *Droop* de potência ativa tem como objetivo contribuir com a regulação da frequência fazendo uma comparação entre a velocidade angular virtual da máquina com a referência de frequência angular (valor igual a frequência angular nominal da rede), o valor gerado é multiplicado por uma constante de droop e adicionada ao valor do torque. As fórmulas indicam que o efeito do droop de frequência é equivalente a um a uma variação no coeficiente de fricção mecânica.

Por conta deste mecanismo de controle, o *synchronverter* automaticamente compartilha as cargas com os demais conversores do mesmo tipo e as demais máquinas síncronas ligadas ao sistema. A regulação da potência reativa fluindo através do *synchronverter* pode ser implementada de maneira semelhante.

Definindo uma constante de droop para determinar uma curva de decaimento que relaciona a potência reativa com a tensão. O valor calculado é um equivalente virtual da excitação da máquina síncrona. Portanto, através do fluxo virtual é possível contribuir para a regulação da tensão no ponto de conexão do conversor. Os resultados demonstram a capacidade da regulação da frequência e da tensão do *synchronverter* conectado à rede, porém, o estudo não investiga o comportamento do sistema para o caso ilhado. Ainda, a limitação e regulação da corrente e dinâmica do barramento CC não foram levadas em consideração para a implementação da técnica.

Em (ZHANG et al., 2013), o autor faz uso de um modelo de terceira ordem para emular o comportamento idêntico de uma máquina síncrona. O modelo proposto é submetido a duas situações e comparado com a resposta dinâmica de uma máquina síncrona real. A primeira é uma queda de tensão e a segunda é uma falta trifásica. Neste artigo, o autor demonstra a capacidade da técnica de reproduzir as dinâmicas da máquina síncrona com grande precisão, tendo o revés de aumentar consideravelmente a complexidade da implementação.

Posteriormente, em (ZHONG et al., 2014), esta técnica foi aprimorada para não exigir a dependência de uma unidade exclusiva de sincronização, uma PLL, para obter os valores de fase, frequência e amplitude dos valores de referência da rede visando uma auto sincronização do conversor com a rede. A técnica propõe duas mudanças ao controle do *synchronverter* original, primeiro tanto a corrente virtual gerada partir do erro entre a tensão sintetizada pelo conversor e a tensão da rede quanto a corrente da rede são adicionados ao controle. A segunda mudança é a adição de um controlador PI para regular a variação de torque virtual na saída do controlador droop de frequência.

Em (MA, 2012; ZHONG et al., 2015) são demonstradas as aplicações do conceito *synchronverter* em um sistema de geração eólica. A estratégia de controle é proposta para um conversor back-to-back aplicado numa turbina de velocidade variável equipada com uma máquina síncrona de ímãs permanentes. A tensão do barramento CC é controlado pelo conversor do lado do rotor, enquanto o rastreamento de máxima potência é ativado pelo conversor do lado da rede. Ambos conversores são controlados de acordo com o conceito *synchronverter*.

Em (KONSTANTOPOULOS et al., 2015) o autor propõe uma melhora na técnica através da inclusão de um controlador integral com delimitação (do inglês *Bounded Integral Control - BIC*). Neste artigo a estrutura do *synchronverter* é mantida, ao passo que o controlador *BIC* garante uma limitação para o valor da corrente de excitação virtual

fazendo com que a máquina síncrona funcione em uma zona de operação estável.

No trabalho elaborado por (RODRIGUEZ; CANDELA; LUNA, 2013) e (REMON et al., 2014) é apresentada outra topologia que busca reproduzir as dinâmicas da máquina síncrona. O autor demonstra o funcionamento da técnica aplicada a um sistema fotovoltaico. A Figura 13 ilustra a técnica de emulação da máquina síncrona proposta. A principal diferença entre esta técnica é o fato de utilizar o conceito de impedância virtual para obter as referências para o controlador de corrente. Esta metodologia não é capaz de reproduzir completamente as dinâmicas da máquina síncrona, apenas algumas características são mantidas, buscando mitigar os principais problemas de conexão de conversores à rede.

São demonstrados resultados experimentais e de simulação, onde o principal intuito é demonstrar o funcionamento sobre algumas situações como mudança de operação conectado à rede para modo ilhado, variações de carga e demonstrações das dinâmicas do barramento CC perante tais situações.

Em (REMON et al., 2015c; REMON et al., 2015a) os autores demonstram a aplicação do controlador em uma usina fotovoltaica. Nestes artigos foi obtido um modelo equivalente da usina e demonstrado sua validação através de simulações. Em (REMON et al., 2015b) foi demonstrado a operação do controlador em uma rede isolada constituída de cargas e um gerador a diesel. Foi feita a comparação entre a operação do sistema com o controlador proposto e um controlador convencional.

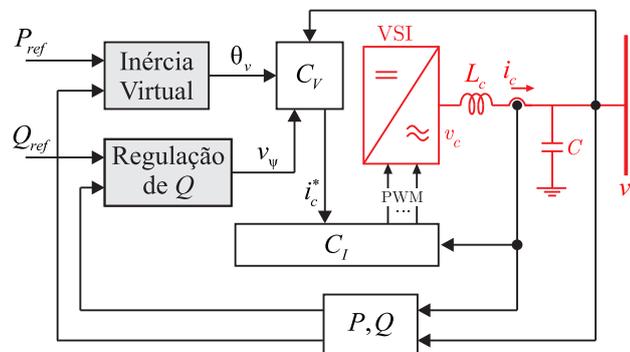


Figura 13 – Diagrama de blocos (RODRIGUEZ; CANDELA; LUNA, 2013)

Em (D'ARCO; SUUL; FOSSO, 2013), é proposta uma forma diferente de implementação da máquina síncrona virtual. O artigo, ilustrado na Figura 14, analisa o esquema de controle onde uma malha externa responsável pela emulação da inércia gera referências para os controladores de tensão e frequência em cascata.

De acordo com o autor, esta metodologia oferece algumas vantagens em comparação com os métodos convencionais da VSM. Entretanto, é citado que interações entre as malhas de controle em cascata não permite que seja utilizado um projeto clássico para os controladores de tensão e corrente. Para sobrepor este problema, o autor propõe um algoritmo capaz de otimizar os parâmetros a partir da matriz de sensibilidade dos

autovalores de um modelo linearizado. O método consiste numa otimização iterativa dos parâmetros para garantir que os autovalores se afastem das zonas críticas de estabilidade. Simulações são obtidas para demonstrar e validar a topologia proposta. Este artigo foi o primeiro estudo que inclui uma modelagem detalhada e análise de estabilidade da implementação desta topologia de máquina síncrona virtual. Entretanto, este modelo foi desenvolvido com intuito de afinação dos parâmetros das malhas de controle clássicas do conversor e não considera o controle primário de potência-frequência e as dinâmicas da detecção da frequência da rede necessária para implementação da MVS. Em (D'ARCO; SUUL; FOSSO, 2015a) os mesmos autores melhoram o modelo para sobrepor as questões acima citadas.

Em (D'ARCO; SUUL, 2013; D'ARCO; SUUL, 2014) os autores demonstram a relação entre o controle por curvas de decaimento e a máquina síncrona virtual. Em (D'ARCO; SUUL; FOSSO, 2015a) o autor demonstra a modelagem da sua topologia aplicada a um sistema ilhado. O autor destaca a utilização de um modelo linearizado e sua validação frente ao modelo não linear convencional das MSV's. Em (D'ARCO; SUUL; FOSSO, 2015b) é demonstrado o funcionamento da topologia para o controle de conversores em redes inteligentes (do inglês *SmartGrids*). Os autores demonstram em (D'ARCO; SUUL, 2015) um algoritmo para a reconexão da máquina síncrona virtual em uma rede ilhada.

O trabalho de (SABORÍO-ROMANO, 2015) faz uma análise comparativa entre o modelo da máquina síncrona convencional e da máquina síncrona virtual. São feitas análises de pequenos sinais de ambos os modelos, com intuito de facilitar a comparação entre as modelagens.

Os autores demonstram em (SUUL; D'ARCO; GUIDI, 2015) uma aplicação da máquina síncrona virtual para utilização no controle de carga e descarga de um veículo elétrico. Neste artigo é desenvolvido um modelo monofásico da máquina síncrona virtual com capacidade de contribuir providenciando serviços auxiliares como participação no controle primário de frequência e controle local de potência reativa-tensão.

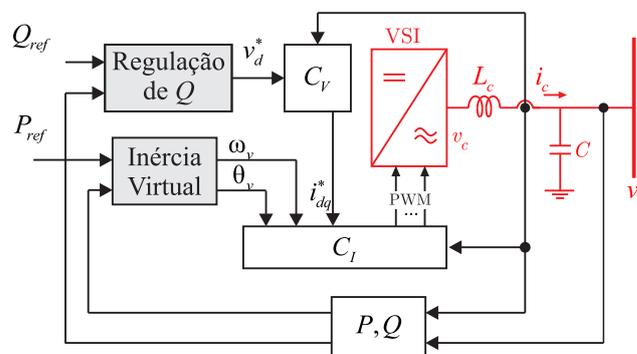


Figura 14 – Diagrama de blocos proposto por (D'ARCO; SUUL, 2013)

No artigo elaborado por (DU et al., 2013) um controlador de potência-frequência

($P-\omega$) é proposto. O controlador permite que o conversor funcione em ambos modos de operação, ilhado e conectado à rede a partir da utilização da Equação da Oscilação. Neste trabalho, a principal contribuição é a utilização de um controlador primário de frequência, também utilizado em máquinas síncronas convencionais, buscando a melhora da resposta transiente do sistema.

É obtido um modelo generalizado das dinâmicas de geração de potência ativa, com o objetivo de analisar a estabilidade e projetar os parâmetros dos controladores.

São demonstrados os diagramas do lugar das raízes para variações de parâmetros buscando demonstrar a sensibilidade da estabilidade. Também é feita uma comparação da topologia proposta com o controle por curvas de decaimento convencional.

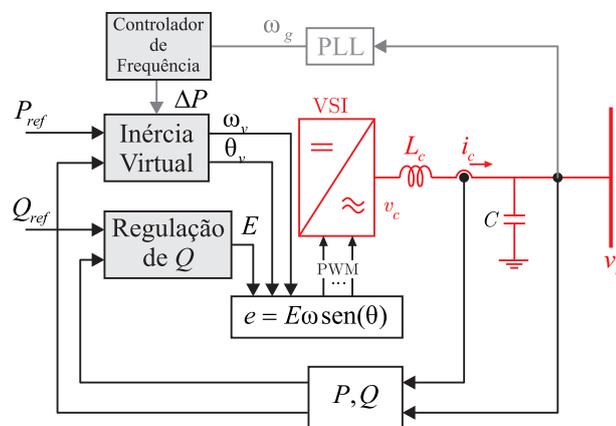


Figura 15 – Diagrama de blocos proposto por (DU et al., 2013).

A equipe de pesquisa da *Kawasaki Heavy Industries (KHIs)* utiliza um modelo algébrico para implementar a máquina síncrona virtual (HIRASE et al., 2012). Neste modelo, com objetivo de garantir a operação desejada sob diferentes tipos de carga (principalmente cargas não lineares e desbalanceadas), é utilizada uma malha de controle de corrente para produzir as correntes de referência de acordo com o diagrama fasorial da máquina síncrona. Outras duas malhas de controle são implementadas para compensar a velocidade angular e amplitude da tensão no ponto de conexão. Em (HIRASE et al., 2015) os autores demonstram a operação de uma microrrede e fazem uma análise comparativa de estabilidade entre geradores síncronos e a máquina síncrona virtual. São demonstrados resultados onde é possível perceber uma melhora significativa das respostas dinâmicas do sistema através do uso da MSV.

Outra forma de implementação do VSG foi proposta por (SAKIMOTO; MIURA; ISE, 2011a). O mesmo grupo de pesquisa demonstrou a capacidade do VSG operar perante diversos tipos de afundamentos de tensão em (SAKIMOTO; MIURA; ISE, 2011a) e (SAKIMOTO; MIURA; ISE, 2011b). Em (SHINTAI; MIURA; ISE, 2012) foi implementada uma estratégia de controle para adicionar a capacidade de compartilhamento da potência reativa proporcional a sua capacidade. Em (LIU; MIURA; ISE, 2014) são feitas comparações

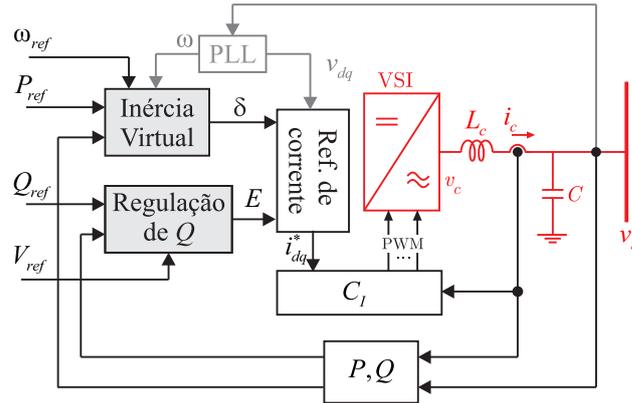


Figura 16 – Diagrama de blocos proposto por (HIRASE et al., 2012)

entre a máquina virtual síncrona e o controle por curvas de decaimento para geradores distribuídos baseados em conversores e posteriormente em (LIU; MIURA; ISE, 2016) a análise é melhorada através do desenvolvimento de novos modelos de pequenos sinais e espaço de estados e ainda análises comparativas com resultados experimentais.

Em (ALIPOOR; MIURA; ISE, 2013) e (ALIPOOR; MIURA; ISE, 2015) foi demonstrada a importância do momento de inércia virtual para o gerador síncrono virtual proposto. Como o controle do VSG incorpora a Equação da Oscilação para expressar a propriedade de inércia virtual, os autores propõem fazer o controle em tempo real desta equação visando garantir a rápida resposta da máquina virtual no rastreamento da frequência em regime permanente. Baseado neste conceito são feitas variações no momento de inércia virtual e demonstrado o seu efeito de amortecimento.

Para resolver os problemas oscilatórios da topologia proposta, em (LIU et al., 2016) o autor propõe uma melhora no controle através do ajuste da reatância do estator virtual baseado em análises e modelagem em espaço de estados. Os resultados são demonstrados através de simulação e experimentos práticos.

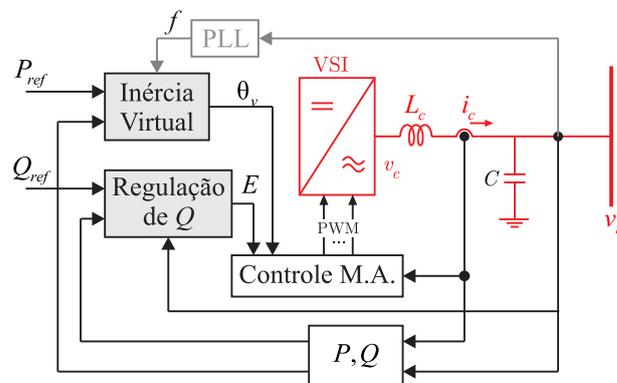


Figura 17 – Diagrama de blocos (SAKIMOTO; MIURA; ISE, 2011a)

Em (CVETKOVIC et al., 2014) o autor propõe um método de modelagem da máquina virtual síncrona para conversores utilizados na integração de sistemas de energia

renovável. Sem a inclusão das características de controle, o principal objetivo é a modelagem do estágio de potência do conversor de forma semelhante à máquina síncrona. É proposta uma analogia entre os dois sistemas tal que o conversor se comporte funcionalmente como uma máquina síncrona.

O autor demonstra ainda a forma como a sincronização é efetuada através da Equação do Oscilação. É investigado também a aplicação da máquina síncrona virtual para um sistema fotovoltaico conectado a um sistema de geração isolado, com nove barramentos e três geradores. Através da simulação da perda de um dos geradores conectados à microrrede, é demonstrado que alterando o momento de inércia virtual da máquina em tempo real é possível contribuir para a estabilidade do sistema.

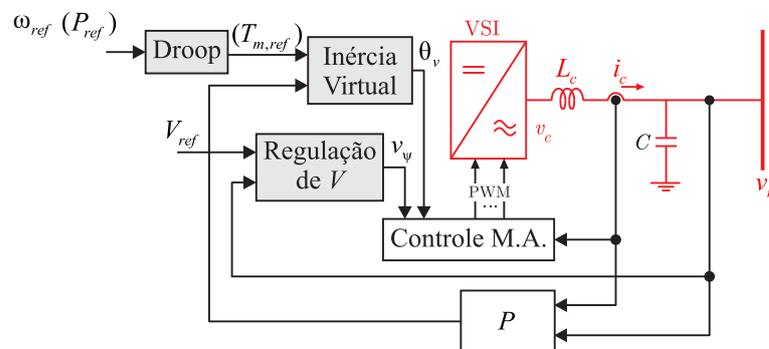


Figura 18 – Diagrama de blocos (CVETKOVIC et al., 2014)

Em (ASHABANI; MOHAMED, 2012) o autor propõe a utilização da estrutura do sincronverter para criar uma estratégia de controle para microrredes. Para melhorar a estabilidade da MR, é efetuado um controle em duas etapas. Na primeira, é emulado uma inércia virtual e funções de amortecimento, característicos das técnicas que imitam o comportamento da máquina síncrona. Segundo, para garantir a estabilidade e alta performance do sistema durante transientes como ilhamento, reconexão à rede e variações na carga, é proposto uma técnica de controle não linear.

Um modelo em espaço de estados é desenvolvido e usado para projetar o estabilizador da microrrede (do inglês *Micro-Grid Stabilizer*) baseado na técnica “Adaptive Backstepping (AB)” para garantir estabilidade de grandes sinais e robusteza perante dinâmicas não modeladas. Esta estrutura de controle não necessita de reconfigurações após detecção de ilhamento. O algoritmo AB fornece um sinal suplementar ao laço de controle de tensão tal que a estabilidade do sistema aumentado é garantida.

Posteriormente, o mesmo autor propõe uma mudança na forma de controle da frequência, adotando malhas de controle do ângulo, frequência e potência em cascata em substituição do modelo do sincronverter. Ainda, em (ASHABANI; MOHAMED, 2014b), (ASHABANI; MOHAMED, 2014a), (ASHABANI; MOHAMED, 2014) e (ASHABANI,) o autor propõe novas mudanças na forma de controle do conversor e demonstra seu

funcionamento em aplicações de microrredes. Nestas mudanças, o autor demonstra como unir a técnica com técnicas habituais de controle por corrente e tensão.

É destacada também a inclusão da dinâmica do barramento CC de interface com a fonte geradora de energia, demonstrando a importância para aplicações em energias renováveis, que geralmente possuem disponibilidade de energia com um comportamento estocástico, e portanto, necessitam de regulação do barramento. Segundo o autor, é possível estender o método de controle para máquinas síncronas reais.

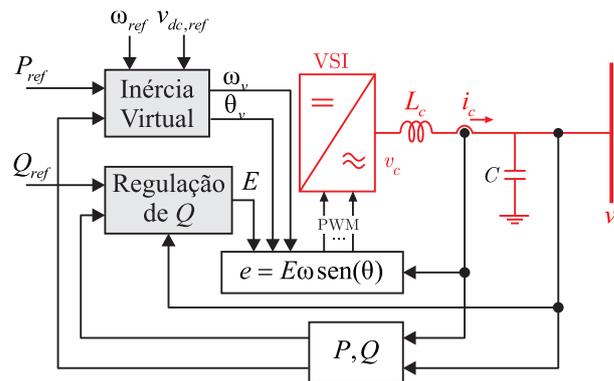


Figura 19 – Diagrama de blocos (ASHABANI; MOHAMED, 2012)

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada uma visão geral da atual mudança do modelo centralizado para o modelo descentralizado de geração de energia. Foram feitas considerações sobre o conceito de microrredes e demonstrado o funcionamento de uma estrutura de controle hierárquica. Por fim, foi apresentada uma revisão bibliográfica referente às diferentes propostas de máquinas síncronas virtuais e suas aplicações.

3 Máquina síncrona Virtual

Neste capítulo, é apresentado o desenvolvimento matemático do modelo utilizado para emular a máquina síncrona virtual por meio de um conversor eletrônico baseado no desenvolvimento apresentado em (ZHONG; HORNİK, 2012).

O modelo matemático do gerador síncrono pode ser encontrado em diversas referências convencionais como (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; KRAUSE et al., 2013)

Nesta modelagem é considerado um modelo de máquina síncrona com polos salientes de modo que todas as indutâncias são constantes. Neste modelo assume-se que não há enrolamentos de amortecimento no rotor. A estrutura da máquina síncrona a ser modelada é ilustrada na figura abaixo

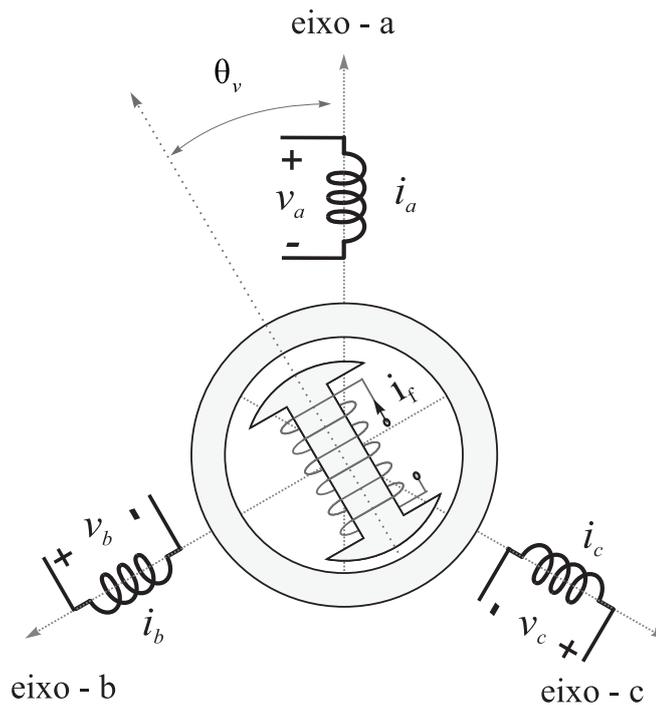


Figura 20 – Diagrama simplificado máquina síncrona.

3.1 Modelagem da Máquina Síncrona Virtual

Iniciando a modelagem a partir das equações elétricas da máquina, a indutância mútua entre o enrolamento de campo e os enrolamentos do estator varia de acordo com o ângulo do rotor virtual θ_v conforme as seguintes equações:

$$\begin{aligned}
M_{af} &= M_f \cos(\theta_v) \\
M_{bf} &= M_f \cos(\theta_v - \frac{2\pi}{3}) \\
M_{cf} &= M_f \cos(\theta_v - \frac{4\pi}{3})
\end{aligned} \tag{3.1}$$

onde $M_f > 0$. O fluxo concatenado dos enrolamentos são dados por:

$$\begin{aligned}
\Phi_a &= Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f \\
\Phi_b &= -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{af}i_f \\
\Phi_c &= -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{af}i_f \\
\Phi_f &= M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_fi_f
\end{aligned} \tag{3.2}$$

sendo i_a, i_b e i_c as correntes de fase do estator e i_f a corrente de excitação.

Definindo

$$\vec{\Phi}_{abc} = \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix}, \vec{i}_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

$$\cos(\tilde{\theta}_v) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_v) \\ \cos(\theta_v - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_v - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix}, \text{sen}(\tilde{\theta}_v) = \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta_v) \\ \text{sen}(\theta_v - \frac{2\pi}{3}) \\ \text{sen}(\theta_v - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix}. \tag{3.4}$$

e assumindo um sistema balanceado, então:

$$i_a + i_b + i_c = 0. \tag{3.5}$$

Com isso, o fluxo concatenado pode ser reescrito como:

$$\Phi = L_s \vec{i}_{abc} + M_f i_f \cos(\tilde{\theta}_v) \tag{3.6}$$

onde $L_s = L + M$. O fluxo concatenado do campo magnético pode ser reescrito como

$$\Phi_f = L_f i_f + M_f \langle \vec{i}_{abc}, \cos(\tilde{\theta}_v) \rangle, \tag{3.7}$$

onde $\langle \cdot, \cdot \rangle$ representa o produto interno entre as variáveis. Assumindo que as correntes trifásicas sejam senoidais balanceadas em função de θ_v , então o termo $M_f \langle \vec{i}_{abc}, \cos(\tilde{\theta}_v) \rangle$ será constante.

Assumindo que as resistências dos enrolamentos do estator sejam dadas por R_s , então as tensões de fase terminais $\vec{v} = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ podem ser obtidas a partir de (3.6):

$$\vec{v} = -R_s \vec{i}_{abc} - \frac{d\Phi}{dt} = -R_s \vec{i}_{abc} - L_s \frac{d\vec{i}_{abc}}{dt} + \vec{e}, \tag{3.8}$$

onde o vetor $\vec{e} = [e_a \ e_b \ e_c]^T$ representa a força contra eletromotriz (FEM) no referencial natural "abc" gerada. O vetor da FEM é dado por

$$\vec{e} = M_f \frac{d(\cos(\tilde{\theta}_v) i_f)}{dt} = -M_f \frac{d(\cos(\tilde{\theta}_v))}{dt} i_f - M_f \frac{di_f}{dt} \cos(\tilde{\theta}_v) \quad (3.9)$$

Sendo $d\theta_v/dt = \omega_v$ e assumindo que $di_f/dt = 0$, então:

$$\vec{e}_{abc} = \begin{bmatrix} \omega_v M_f i_f \sin(\theta_v) \\ \omega_v M_f i_f \sin(\theta_v - \frac{2\pi}{3}) \\ \omega_v M_f i_f \sin(\theta_v - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \omega_v \Psi \sin(\theta_v) \\ \omega_v \Psi \sin(\theta_v - \frac{2\pi}{3}) \\ \omega_v \Psi \sin(\theta_v - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

onde Ψ é o fluxo virtual da MSV.

A partir da obtenção do vetor da FEM, é finalizada a modelagem da parte elétrica da máquina síncrona virtual.

A parte mecânica pode ser expressa através da Equação da Oscilação:

$$J \frac{d\omega_v}{dt} = T_{mv} - T_{ev} - K_d(\omega_r - \omega_v) \quad (3.11)$$

onde J é o momento de inércia virtual, T_{ev} é o torque eletromagnético virtual, T_{mv} é o torque mecânico virtual e K_d é o fator de amortecimento. O torque eletromagnético virtual pode ser obtido a partir da energia E armazenada no campo magnético da máquina (ZHONG; HORNİK, 2012):

$$\begin{aligned} E &= \frac{1}{2} \langle \vec{i}_{abc}, \Phi \rangle + \frac{1}{2} i_f \Phi_f \\ E &= \frac{1}{2} \langle \vec{i}_{abc}, \Psi \cos(\tilde{\theta}_v) \rangle + \frac{1}{2} i_f (L_f i_f + M_f \langle \vec{i}_{abc}, \cos(\tilde{\theta}_v) \rangle) \\ E &= \frac{1}{2} \langle \vec{i}_{abc}, l_s i \rangle + \Psi \langle \vec{i}_{abc}, \cos(\tilde{\theta}_v) \rangle + \frac{1}{2} L_f i_f^2 \end{aligned} \quad (3.12)$$

A partir de considerações referentes a energia do campo magnético virtual (ZHONG; HORNİK, 2012) pode-se escrever o torque eletromagnético como

$$T_e = \frac{\partial E}{\partial \theta_m} \Big|_{\Phi, \Phi_f \text{ constante}} \quad (3.13)$$

Usando a fórmula para derivada da matriz inversa, pode-se verificar que a equação acima é equivalente a:

$$T_e = - \frac{\partial E}{\partial \theta_m} \Big|_{i_{abc}, i_f \text{ constante}} \quad (3.14)$$

Desde que o ângulo do rotor mecânico θ_m satisfaça $\theta = p\theta_m$,

$$\begin{aligned} T_e &= -p \frac{\partial E}{\partial \theta_m} \Big|_{\vec{i}_{abc}, i_f \text{ constante}} \\ &= -p \Psi \langle \vec{i}_{abc}, \frac{\partial \cos(\tilde{\theta}_v)}{\partial \theta_v} \rangle \\ &= p \Psi \langle \vec{i}_{abc}, \text{sen}(\tilde{\theta}_v) \rangle. \end{aligned} \quad (3.15)$$

Com isso, considerando o caso em regime permanente onde a corrente é dada por $i = i_0 \text{sen}(\tilde{\varphi})$, então o torque eletromagnético virtual pode ser expresso através de:

$$T_e = p \psi i_0 \langle \text{sen}(\tilde{\theta}_v), \text{sen}(\tilde{\varphi}) \rangle \quad (3.16)$$

Usando de relações trigonométricas e considerando que o número de par de polos p seja 1, então pode-se reescrevê-la como:

$$T_e = \frac{3}{2} \Psi i_0 \cos(\theta_v - \varphi) = \frac{3}{2} \Psi i_0 \cos(\delta) \quad (3.17)$$

onde

$$\delta = \theta_v - \varphi = \int (\omega_v - \omega_i) dt \quad (3.18)$$

A Figura 21 ilustra o diagrama fasorial do sistema.

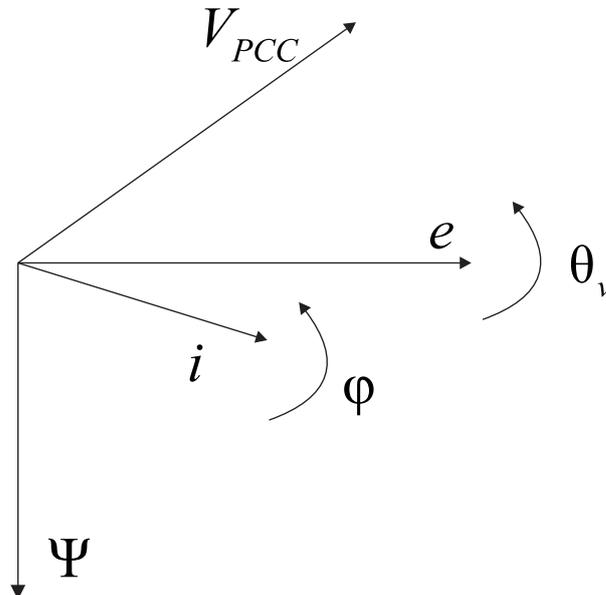


Figura 21 – Diagrama fasorial da MSV.

Similarmente aos sistemas elétricos, as potências podem ser obtidas a partir do produto interno entre as tensões e correntes trifásicas (a partir dos terminais do inversor):

$$P = \langle \vec{i}, \vec{e} \rangle \quad Q = \langle \vec{i}, \vec{e}_q \rangle, \quad (3.19)$$

onde \vec{e}_q possui a mesma amplitude que \vec{e} mas com um atraso de fase de $\frac{\pi}{2}$, então:

$$\vec{e}_q = \omega_v \Psi \text{sen}(\tilde{\theta}_v - \frac{\pi}{2}) = -\omega_v \Psi \text{cos}(\tilde{\theta}_v) \quad (3.20)$$

Com isso, as potências ativas e reativas podem ser representadas respectivamente como:

$$\begin{aligned} P &= \omega_v \Psi \langle i, \text{sen}(\tilde{\theta}_v) \rangle, \\ Q &= \omega_v \Psi \langle i, \text{cos}(\tilde{\theta}_v) \rangle, \end{aligned} \quad (3.21)$$

reescrevendo a (3.21) considerando que $i = i_0 \text{sen}(\tilde{\varphi})$ e utilizando (3.18), então:

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2} \omega_v \Psi i_0 \text{cos}(\tilde{\theta}_v - \tilde{\varphi}) = \frac{3}{2} \omega_v \Psi i_0 \text{cos}(\delta) \\ Q &= \frac{3}{2} \omega_v \Psi i_0 \text{sen}(\tilde{\theta}_v - \tilde{\varphi}) = \frac{3}{2} \omega_v \Psi i_0 \text{sen}(\delta) \end{aligned} \quad (3.22)$$

3.1.1 Malha de Potência Ativa - Frequência

Como citado anteriormente, um importante mecanismo utilizado nas máquinas síncronas compartilharem cargas entre si é variar a potência injetada na rede utilizando a frequência da rede como variável de controle.

A Figura 22 ilustra o diagrama de blocos da malha de Potência Ativa - Frequência.

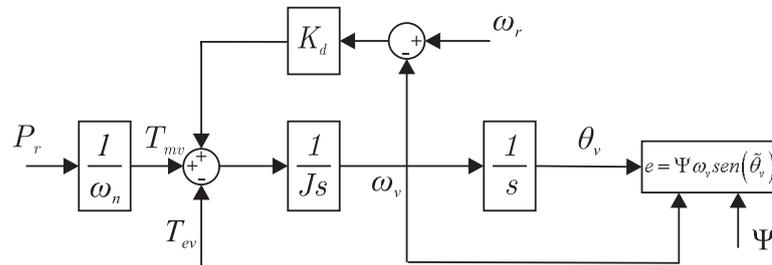


Figura 22 – Diagrama de blocos da malha de Potência Ativa - Frequência.

O chamado controle por curvas de decaimento que regula a potência ativa de acordo com variações na frequência pode ser implementado na máquina síncrona virtual através da comparação da velocidade angular virtual ω_v com a velocidade angular de referência ω_r . O erro de frequência passa por um fator de amortecimento que no caso da máquina síncrona virtual atua como constante decaimento de frequência.

O coeficiente de decaimento de frequência define a razão de mudança de torque requerida para variar a velocidade angular da máquina síncrona virtual ω_v é dada por:

$$K_d = \frac{\Delta T_{mv}}{\Delta \omega_v} = \frac{\Delta T_{mv}}{T_{mn}} \frac{\omega_n}{\Delta \omega_v} \frac{T_{mn}}{\omega_n} \quad (3.23)$$

onde T_{mn} é o torque mecânico nominal, o torque mecânico virtual T_{mv} pode ser obtido através da razão entre referência de potência e a velocidade angular nominal da rede ω_r . Isso completa a realimentação para a malha de potência reativa ilustrada no diagrama de blocos da Figura 3.22.

Por conta deste mecanismo de regulação de frequência a partir do controle droop, a máquina síncrona virtual é capaz de compartilhar carga com outros conversores que fazem uso desta topologia, assim como de outras máquinas síncronas interligadas à mesma rede.

O sistema de regulação da potência ativa mostrado no diagrama de blocos possui uma estrutura em cascata, onde a malha interna é a frequência (através da velocidade angular) e uma malha externa responsável pela potência ativa (torque mecânico virtual). Segundo (ZHONG; HORNIK, 2012), o momento de inércia do rotor virtual pode ser definido como:

$$J = K_d \tau_f \quad (3.24)$$

onde τ_f é a constante de tempo da malha de potência ativa - frequência, sendo projetada de acordo com dinâmicas de frequência desejáveis.

Devido ao fato de não haver nenhum atraso, causado por limitações físicas, envolvendo a malha de controle, a constante de tempo desta malha pode ser muito menor que em uma máquina síncrona real.

3.1.2 Malha de Potência Reativa - Tensão

A regulação da potência reativa Q injetada na rede através da máquina síncrona virtual pode ser implementada de forma similar à da malha de potência ativa - frequência.

Definindo o coeficiente da curva e decaimento K_v como a razão entre a variação requerida de potência reativa ΔQ e a variação de tensão Δv :

$$K_v = \frac{\Delta Q}{\Delta v} = \frac{\Delta Q}{Q_n} \frac{v_n}{\Delta v} \frac{Q_n}{v_n} \quad (3.25)$$

onde Q_n é a potência reativa nominal e v_n é a amplitude nominal da tensão terminal v . A Figura 23 ilustra o diagrama de blocos da malha de controle de potência reativa-tensão.

Este mecanismo de controle também possui uma estrutura em cascata.

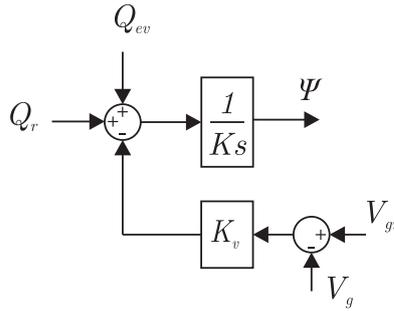


Figura 23 – Diagrama de blocos da malha de Potência Reativa - Tensão.

O erro entre a tensão de referência v^* e a amplitude da tensão medida é amplificado pelo coeficiente da curva de decaimento K_v e somado ao valor do erro de potência reativa. O sinal resultante alimenta um integrador com ganho $\frac{1}{K}$ para gerar o fluxo virtual Ψ .

Similarmente à malha de controle de potência ativa-frequência, o mecanismo de regulação da potência ativa é efetuado através de uma estrutura de controle em cascata. A malha interna é responsável pela regulação da tensão no ponto de conexão, enquanto a malha externa controla a potência reativa. A constante de tempo τ_v da malha de tensão é dado por:

$$\tau_v = \frac{K}{\omega_v K_v} \approx \frac{K}{\omega_n K_v} \quad (3.26)$$

como as variações de ω_v são muito pequenas, então a constante K pode ser definida como:

$$K = \omega_n K_v \tau_v \quad (3.27)$$

3.2 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada o embasamento matemático necessário para a implementação da máquina síncrona virtual através do uso de conversores eletrônicos de potência. A modelagem matemática descrita é baseada no conceito Synchronverter e será utilizada no capítulo posterior para o projeto dos estabilizadores.

4 Sinais Estabilizadores Suplementares

A partir dos conceitos utilizados em máquinas síncronas, onde é possível utilizar sinais estabilizadores suplementares para melhorar a estabilidade global do sistema, este capítulo tem como objetivo estender esta metodologia para as máquinas síncronas virtuais.

Inicialmente são apresentados os conceitos referentes às técnicas de controle escolhidas e então é demonstrado o projeto dos estabilizadores do sistema de potência.

A primeira proposta é o desenvolvimento de um PSS utilizando a técnica de Controle por Modos Deslizantes. Ela possui bom desempenho para tratar de sistemas incertos, onde os valores de alguns parâmetros do sistema são desconhecidos. O SMC oferece vantagens significantes, tais como bom comportamento transitório, capacidade de rejeição à perturbações não modeladas e insensibilidade a não-linearidades das plantas ou variações dos parâmetros.

A segunda proposta é o desenvolvimento de um estabilizador a partir da técnica de Controle Adaptativo por Modelo de Referência (MRAC), em que os parâmetros do controlador em malha fechada são atualizados em tempo real a fim de se obter um desempenho semelhante ao obtido por um sistema modelo de referência excitado pela mesma referência, ou seja, as mudanças nos parâmetros do controlador, providas por um mecanismo de adaptação, têm por objetivo minimizar o erro entre a saída do sistema controlado e a saída de um modelo de referência. Controladores baseados nesta técnica costumam apresentar bom desempenho em regime permanente, com um sinal de controle suave, porém possuem o revés de possuir um transitório lento e oscilatório.

Inicialmente será obtido o modelo matemático da máquina síncrona virtual em espaço de estados utilizados para o projeto dos estabilizadores. Posteriormente são apresentados os desenvolvimentos matemáticos da aplicação de ambas técnicas para estabilização dos sinais da MSV.

4.1 Modelagem em espaço de estados

Diferentemente dos controladores convencionais para conversores conectados à rede que utilizam malhas de controle de corrente e tensão, a emulação da máquina síncrona utiliza o ângulo de carga, frequência e potência como variáveis de estado para a realização do controle.

Através de algumas considerações, a máquina síncrona virtual proposta pode ser descrita através de um modelo clássico em espaço de estados.

Considerando que o sistema seja descrito através de uma equação do tipo

$$\dot{X} = AX + BU \quad (4.1)$$

onde X é o vetor das variáveis de estado e U é o vetor de controle. Na estrutura da máquina síncrona virtual proposta, ângulo de carga δ , frequência (ω_v) e torque eletromagnético virtual T_{ev} são as variáveis de estado do sistema.

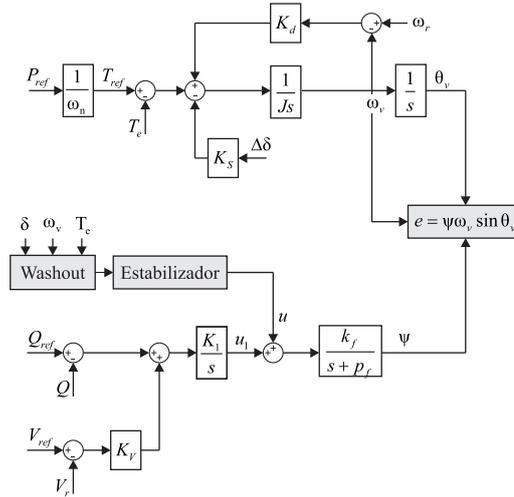


Figura 24 – Diagrama de blocos da Máquina Síncrona Virtual.

Para obtenção das dinâmicas do ângulo de carga δ é possível reescrever (3.18) como:

$$\begin{aligned} \delta &= \theta_v - \varphi \\ \dot{\delta} &= \dot{\theta}_v - \dot{\varphi} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Assumindo que a taxa de variação do ângulo da tensão é muito maior que a da corrente, resulta $\dot{\delta} = \dot{\theta}_v$. Assim

$$\dot{\delta} \cong \dot{\theta}_v = \omega_v \quad (4.3)$$

Considerando perturbações em torno de um ponto de operação:

$$\Delta \dot{\delta} = \Delta \omega_v \quad (4.4)$$

As dinâmicas da frequência, obtidas a partir do diagrama de blocos podem ser expressas por:

$$\omega_v = \frac{1}{J_S} [T_{ref} - T_{ev} + (\omega_r - \omega_v) - K_S \delta] \quad (4.5)$$

Reescrevendo-a na sua forma perturbada, tem-se

$$\Delta\dot{\omega}_v = -\frac{K_s}{J}\Delta\delta - \frac{K_d}{J}\Delta\omega_v - \frac{1}{J}\Delta T_e + \left(\frac{1}{J}\Delta T_{ref} + \frac{K_d}{J}\Delta\omega_r\right) \quad (4.6)$$

Para obtenção das dinâmicas do torque eletromagnético virtual utiliza-se (3.17). Reescrevendo como

$$\begin{aligned} T_e &= \frac{3}{2}\Psi I \cos(\delta) \\ \dot{T}_e &= \frac{3}{2}\dot{\Psi} I \cos(\delta) + \frac{3}{2}\Psi \dot{I} \cos(\delta) - \frac{3}{2}\Psi I \omega_v \sin(\delta) \end{aligned} \quad (4.7)$$

Utilizando um filtro como ilustrado na Figura 24, onde sua equação é dada por:

$$G_f(s) = \frac{k_f}{s + p_f} \quad (4.8)$$

Portanto, a partir de 4.8 é possível obter a derivada do fluxo virtual:

$$\dot{\Psi} = -p_f \Psi + k_f u_t \quad (4.9)$$

Substituindo (4.9) em (4.7), então:

$$\dot{T}_e = -p_f T_e + \frac{3}{2}\Psi \dot{I} \cos \delta - \frac{3}{2}\Psi I \dot{\delta} \sin(\delta) + \frac{3}{2}k_f u_t I \cos(\delta) \quad (4.10)$$

e obtendo sua forma perturbada tem-se

$$\Delta\dot{T}_e = -p_f \Delta T_e + \frac{3}{2}\Psi \dot{I} \cos(\Delta\delta) - \frac{3}{2}\Psi I \Delta\omega_v \sin(\Delta\delta) + \frac{3}{2}k_f u_t I \cos(\Delta\delta) \quad (4.11)$$

Com isso, o modelo da máquina síncrona virtual é representado em sua forma perturbada:

$$\begin{aligned} \Delta\dot{\delta} &= \Delta\omega_v \\ \Delta\dot{\omega}_v &= -\frac{K_s}{J}\Delta\delta - \frac{K_d}{J}\Delta\omega_v - \frac{1}{J}\Delta T_e + \left(\frac{1}{J}\Delta T^* + \frac{K_d}{J}\Delta\omega_r\right) \\ \Delta\dot{T}_e &= -p_f \Delta T_e + \frac{3}{2}\Psi \dot{I} \cos(\Delta\delta) - \frac{3}{2}\Psi I \Delta\omega_v \sin(\Delta\delta) + \frac{3}{2}k_f u_t I \cos(\Delta\delta) \end{aligned} \quad (4.12)$$

4.2 Estabilizador por Modos Deslizantes

Reescrevendo a expressão obtida em (4.12) na sua forma matricial:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\omega}_v \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{K_s}{J} & -\frac{K_d}{J} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega_v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{J} \end{bmatrix} \Delta T_e + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{J} \end{bmatrix} d^* \\ \Delta\dot{T}_e &= -\left(p_f \Delta T_e + \frac{3}{2}\Psi I \Delta\omega_v \sin(\Delta\delta)\right) + \frac{3}{2}k_f u_t I \cos(\Delta\delta) + \left(\frac{3}{2}\Psi \dot{I} \cos(\Delta\delta)\right) \end{aligned} \quad (4.13)$$

onde $d^* = \Delta T^* + K_d \Delta \omega_r$. Obtendo a equação de estados para $\Delta \delta$ e $\Delta \omega_v$:

$$\dot{\mathbf{x}}_{12} = \mathbf{A}\mathbf{x}_{12} + \mathbf{B}\Delta T_e + \mathbf{B}_d d^*, \mathbf{B}_d = -B. \quad (4.14)$$

Para o projeto da referência para ΔT_e a fim de estabilizar \mathbf{x}_{12} , tem-se:

$$\mathbf{x}_{12}^T \dot{\mathbf{x}}_{12} = \mathbf{x}_{12}^T (\mathbf{A}\mathbf{x}_{12} + \mathbf{B}\Delta T_e^* + \mathbf{B}_d d^*), \quad (4.15)$$

então pode-se selecionar

$$\mathbf{A}\mathbf{x}_{12} + \mathbf{B}\Delta T_e^* + \mathbf{B}_d d^* = -k_1 \mathbf{x}_{12}, k_1 > 0, \quad (4.16)$$

de onde pode-se obter

$$\mathbf{B}^T \mathbf{B} \Delta T_e^* = -\mathbf{B}^T (k_1 \mathbf{I} + \mathbf{A}) \mathbf{x}_{12} - \mathbf{B}^T \mathbf{B}_d d^*, \quad (4.17)$$

resultando em:

$$\Delta T_e^* = -K_s \Delta \delta + (k_1 J - K_d) \Delta \omega_v + d^* \quad (4.18)$$

A expressão (4.18) pode ser vista como referência para o estado ΔT_e que irá garantir a estabilização de $\Delta \delta$ e $\Delta \omega_v$. Definindo a superfície de deslizamento como

$$s = \Delta T_e - \Delta T_e^* \quad (4.19)$$

Então de (4.18) e (4.19) resulta

$$s = \Delta T_e + K_s \Delta \delta - (k_1 J - K_d) \Delta \omega_v - d^* \quad (4.20)$$

e sua derivada:

$$\dot{s} = \Delta \dot{T}_e + K_s \Delta \dot{\delta} - (k_1 J - K_d) \Delta \dot{\omega}_v - \dot{d}^* \quad (4.21)$$

Substituindo (4.12) em (4.21):

$$\dot{s} = \left[\begin{array}{l} (k_1 J - K_d - p_f J) \frac{1}{J} \Delta T_e + \frac{3}{2} \psi \dot{I} \cos \Delta \delta - \dots \\ \frac{3}{2} \psi I \Delta \omega_v \sin \Delta \delta + \left(k_1 J - K_d + \frac{JK_s}{K_d} \right) \frac{K_d}{J} \Delta \omega_v + \dots \\ (k_1 J - K_d) \frac{K_s}{J} \Delta \delta - (k_1 J - K_d) \left(\frac{1}{J} \Delta T^* + \frac{K_d}{J} \Delta \omega_r \right) - \dot{d}^* \end{array} \right] + \frac{3}{2} k_f u_T I \cos \Delta \delta \quad (4.22)$$

Considerando $\Delta\omega_r = \Delta T_{ref} = 0$:

$$\dot{s} = \begin{bmatrix} \left(k_1 - \frac{K_d}{J}\right) K_s \Delta\delta + \left(k_1 - \frac{K_d}{J} + \frac{K_s}{K_d}\right) K_d \Delta\omega_v + \dots \\ \left(k_1 - \frac{K_d}{J} - p_f\right) \Delta T_e + \frac{3}{2}\psi \left(\dot{I} \cos \Delta\delta - I \Delta\omega_v \sin \Delta\delta\right) \end{bmatrix} + \frac{3}{2} k_f u_T I \cos \Delta\delta \quad (4.23)$$

Definindo a função $V = 1/2s^2$ de modo que $\dot{V} = s\dot{s}$

$$\dot{V} = s \begin{bmatrix} \left(k_1 - \frac{K_d}{J}\right) K_s \Delta\delta + \left(k_1 - \frac{K_d}{J} + \frac{K_s}{K_d}\right) K_d \Delta\omega_v + \dots \\ \left(k_1 - \frac{K_d}{J} - p_f\right) \Delta T_e + \frac{3}{2}\psi \left(\dot{I} \cos \Delta\delta - I \Delta\omega_v \sin \Delta\delta\right) \end{bmatrix} + s \frac{3}{2} k_f u_T I \cos \Delta\delta \quad (4.24)$$

Definindo

$$u_t = -\beta(x) \text{sign}(s) \quad (4.25)$$

Assumindo que a variação da ação de controle associada ao rastreamento é zero, então resta

$$\dot{V} = s \begin{bmatrix} \left(k_1 - \frac{K_d}{J}\right) K_s \Delta\delta + \dots \\ \left(k_1 - \frac{K_d}{J} + \frac{K_s}{K_d}\right) K_d \Delta\omega_v + \dots \\ \left(k_1 - \frac{K_d}{J} - p_f\right) \Delta T_e + \dots \\ \frac{3}{2}\psi \left(\dot{I} \cos \Delta\delta - I \Delta\omega_v \sin \Delta\delta\right) \end{bmatrix} - |s| \beta(x) \frac{3}{2} k_f I \cos \Delta\delta \quad (4.26)$$

onde $\beta(x) > 0$ é tal que o último termo do lado direito é positivo.

$$\dot{V} \leq |s| \left\{ \begin{array}{l} \left(k_1 - \frac{K_d}{J}\right) K_s \Delta\delta + \dots \\ \left(k_1 - \frac{K_d}{J} + \frac{K_s}{K_d}\right) K_d \Delta\omega_v + \dots \\ \left(k_1 - \frac{K_d}{J} - p_f\right) \Delta T_e + \dots \\ \frac{3}{2}\psi \left(\dot{I} \cos \Delta\delta - I \Delta\omega_v \sin \Delta\delta\right) \end{array} \right\} - \beta(x) \frac{3}{2} k_f I \cos \Delta\delta \quad (4.27)$$

A fim de se obter um valor negativo para \dot{V} faz-se:

$$\beta(x) \frac{3}{2} k_f I \cos \Delta\delta > \left| \begin{array}{l} \left(k_1 - \frac{K_d}{J}\right) K_s \Delta\delta + \left(k_1 - \frac{K_d}{J} + \frac{K_s}{K_d}\right) K_d \Delta\omega_v + \dots \\ \left(k_1 - \frac{K_d}{J} - p_f\right) \Delta T_e + \frac{3}{2}\psi \left(\dot{I} \cos \Delta\delta - I \Delta\omega_v \sin \Delta\delta\right) \end{array} \right| \quad (4.28)$$

Assim, o cálculo para o β é dado por

$$\beta(x) > \frac{\left| \begin{array}{l} \left(k_1 - \frac{K_d}{J}\right) K_s \Delta\delta + \left(k_1 - \frac{K_d}{J} + \frac{K_s}{K_d}\right) K_d \Delta\omega_v + \dots \\ \left(k_1 - \frac{K_d}{J} - p_f\right) \Delta T_e + \frac{3}{2}\psi \left(\dot{I} \cos \Delta\delta - I \Delta\omega_v \sin \Delta\delta\right) \end{array} \right|}{\frac{3}{2} k_f I \cos \Delta\delta} \quad (4.29)$$

4.3 Estabilizador Adaptativo por Modelo de Referência

4.3.1 Descrição da planta e objetivo de controle

Reescrevendo a (4.12) na sua forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\omega}_v \\ \Delta\dot{T}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ \frac{-K_s}{J} & \frac{-K_d}{J} & \frac{-1}{J} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega_v \\ \Delta T_e \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \frac{3}{2}k_f u_T I \cos \Delta\delta + \dots \\ \frac{3}{2}\Psi \dot{I} \cos \Delta\delta - \dots \\ \frac{3}{2}\Psi I \Delta\omega_v \sin \Delta\delta \end{pmatrix} \quad (4.30)$$

Definindo a ação de controle \bar{u} como

$$\bar{u} = \frac{3}{2}k_f u_T I \cos \Delta\delta \quad (4.31)$$

e o distúrbio d

$$d = \frac{3}{2}\Psi [\dot{I} \cos \Delta\delta - I \Delta\omega_v \sin \Delta\delta] \quad (4.32)$$

Assim, o sistema pode ser representado como

$$\dot{x} = Ax + B(\bar{u} + d) \quad (4.33)$$

O objetivo do controle é projetar uma lei de controle por retroação de estados para as entradas da planta de tal forma que todos sinais em malha fechada são limitados e os estados x da planta rastreiem assintoticamente o vetor de estados gerados a partir de um modelo de referência,

$$\dot{x}_m = A_m x + B_m r \quad (4.34)$$

onde A_m é estável e $r = 0$. Tendo o conhecimento dos parâmetros A e B , a lei de controle pode ser expressa como:

$$u = k_1^{*T} x + k_2^* r \quad (4.35)$$

Afim de projetar uma estrutura adaptativa para regulação dos estados do modelo (4.33), os parâmetros da lei de controle são substituídos pelo seu valor atual, resultando em

$$u = k_1^T x + k_2 r \quad (4.36)$$

Para obtenção de uma lei de adaptação estável para os parâmetros é necessária a obtenção de uma equação para o erro. Para isto, a ação de controle (4.36) é substituída em (4.33), resultando em

$$\dot{x} = Ax + B(k_1^T x + k_2 r) \quad (4.37)$$

Definindo o erro de parâmetros como

$$\begin{aligned} \tilde{k}_1 &= k_1 - k_1^* \\ \tilde{k}_2 &= k_2 - k_2^* \end{aligned} \quad (4.38)$$

assim, pode-se obter

$$\begin{aligned} \dot{x} &= A_m x + B_m r + B(\tilde{k}_1^T x + \tilde{k}_2 r) \\ \dot{x} &= A_m x + B_m r + B_m \left(\frac{1}{k_2^*} \tilde{k}_1^T x + \frac{1}{k_2^*} \tilde{k}_2 r \right) \end{aligned} \quad (4.39)$$

Assim, de (4.34) tem-se

$$\begin{aligned} e &= x - x_m \\ \dot{e} &= A_m e + B_m r + B_m \left(\frac{1}{k_2^*} \tilde{k}_1^T x + \frac{1}{k_2^*} \tilde{k}_2 r \right) \end{aligned} \quad (4.40)$$

Observa-se que apesar de a planta ser conhecida e teoricamente ser possível o cálculo de k_1^* e k_2^* em (4.35), onde de (4.34) e (4.37) pode-se obter

$$\begin{aligned} A + Bk_1^{*T} &= A_m \\ Bk_2^* &= B_m \end{aligned} \quad (4.41)$$

Assim, será utilizado um algoritmo adaptativo para adaptação destes parâmetros em tempo real com base no erro de rastreamento de estados.

4.3.2 Análise de estabilidade e obtenção do algoritmo de adaptação

Desde que os ganhos k_1 e k_2 forem gerados por leis adaptativas, pode-se definir o vetor de erro em malha fechada como

$$e_c = \begin{bmatrix} e^T & \tilde{k}_1^T & \tilde{k}_2 \end{bmatrix}^T \quad (4.42)$$

Considerando a função positiva definida

$$V = e^T P e + \frac{1}{|k_2^*|} \tilde{k}_1^T \Gamma^{-1} \tilde{k}_1 + \frac{1}{|k_2^*|} \tilde{k}_2^2 \gamma^{-1} \quad (4.43)$$

onde P é uma matriz tal que $P = P^T > 0$ satisfaz a igualdade

$$P = A_m + A_m^T P = -Q \quad (4.44)$$

para toda matriz $Q = Q^T > 0$, $\Gamma = \Gamma^T > 0$ e $\gamma > 0$. Assim, tem-se que a derivada de (4.43) é dada por

$$\dot{V} = -e^T Q e + e^T P B_m \frac{2}{k_2^*} \tilde{k}_1^T x + e^T P B_m \frac{2}{k_2^*} \tilde{k}_2 r + \frac{2}{|k_2^*|} \tilde{k}_1^T \Gamma^{-1} \dot{\tilde{k}}_1 + \frac{2}{|k_2^*|} \tilde{k}_2 \gamma^{-1} \dot{\tilde{k}}_2 \quad (4.45)$$

Então, para garantir $\dot{V} \leq 0$, é possível escolher a lei adaptativa para k_1 e k_2 como

$$\begin{aligned} \dot{k}_1 &= -\text{sgn}[k_2^*] \Gamma x e^T P B_m \\ \dot{k}_2 &= -\text{sgn}[k_2^*] \gamma r e^T P B_m \end{aligned} \quad (4.46)$$

O diagrama de blocos da figura 25 ilustra a estrutura do controlador adaptativo. A lei de controle é formado pela lei de controle mais o algoritmo de adaptação.

O objetivo do controlador é o rastreamento dos estados a fim de fazer com que o erro e convirja para zero. Como deseja-se que o vetor de estados x tenda a zero, então usa-se referência $r = 0$. Entretanto, para as deduções das equações acima descritas este termo é considerado.

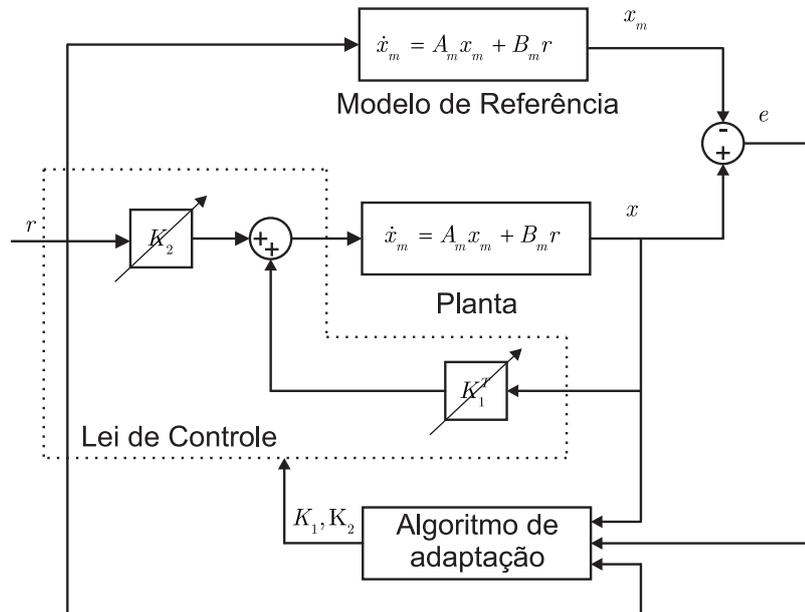


Figura 25 – Diagrama de blocos do MRAC

4.4 Considerações Finais

Nesta seção foi obtido o modelo em espaço de estados para a máquina síncrona virtual. Posteriormente foram apresentadas duas metodologias de estabilizadores para a máquina síncrona virtual. A primeira fazendo uso do Controle por Modos Deslizantes e a segunda utilizando o Controle Adaptativo por Modelo de Referência.

5 Resultados de Simulação

Para avaliar a operação da máquina síncrona virtual desenvolvida anteriormente, esta seção apresenta resultados de simulação para diferentes situações.

Inicialmente são apresentados os resultados de simulações contendo um conversor conectado à rede. Neste caso, são feitas análises comparativas de três simulações: MSV sem estabilizador, MSV com estabilizador SMC e MSV com estabilizador MRAC.

Após, são apresentados os resultados de simulações contendo dois conversores conectados em paralelo com a rede. Neste caso também são feitas análises comparativas de três simulações: MSV sem estabilizador, MSV com estabilizador SMC e MSV com estabilizador MRAC.

Os resultados de simulação foram obtidos utilizando o software *Matlab/Simulink*, da empresa *MathWorks*®, que utiliza modelos idealizados dos componentes.

O estágio de potência utilizado na simulação da máquina síncrona virtual é formado por um conversor eletrônico trifásico conectado à rede através de um filtro LC com uma carga local conectada em paralelo e um transformador no ponto de acoplamento, como pode ser visto na Figura 26.

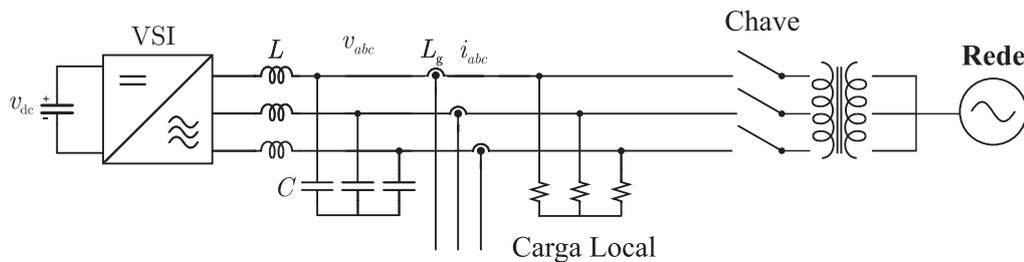


Figura 26 – Ilustração do estágio de potência da MSV.

O diagrama de blocos da máquina síncrona emulada neste trabalho pode ser vista na Figura 27. Foi utilizada uma versão modificada do torque de sincronização, que leva em consideração apenas o regime transitório da MSV, através do $\Delta\delta$.

As simulações foram feitas explorando o cenário ilustrado na Figura 28. Uma análise comparativa de diferentes situações foram testadas com os estabilizadores desenvolvidos no capítulo anterior.

Neste trabalho as fontes primárias de energia são consideradas despacháveis e interligadas através de um barramento CC ideal, ou seja, sem considerações dinâmicas referentes às fontes e ao barramento.

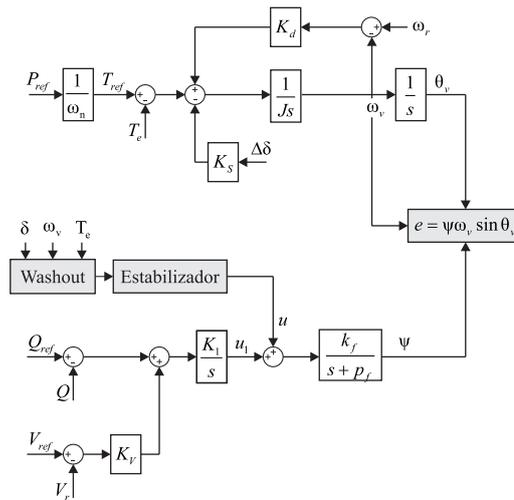


Figura 27 – Diagrama de blocos da Máquina Síncrona Virtual.

5.1 Conversor Eletrônico conectado à rede

Na primeira simulação são analisados comportamento dinâmico da máquina síncrona virtual conectada à rede. São apresentados resultados em diferentes situações:

- Inicialização e sincronização com a rede;
- Performance do rastreamento de potência ativa e reativa;
- Performance do droop de tensão e frequência;
- Variação de cargas locais;

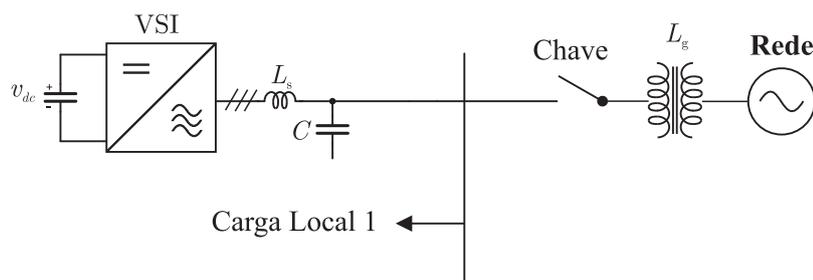


Figura 28 – Ilustração da cenário simulado.

No estágio de potência, o conversor é conectado à rede elétrica via filtro LC, com uma carga local conectada em paralelo. É utilizado um transformador de acoplamento com indutância L_g . Os parâmetros da rede e do conversor utilizado na simulação podem ser vistos na Tabela 1a. Os parâmetros da máquina síncrona virtual podem ser vistos na Tabela 2c.

Tabela 1 – Parâmetros da Simulação do cenário 1

(a) Estágio de Potência		(b) MSV	
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Potência	15 kW	K_d	2,635
Tensão	220 V	K_s	3
Frequência	60 Hz	K_v	104,98
L_s	2 mH	K_f	100
R_s	0,1 Ω	p_f	100
L_g	0,1 mH	J	0,0053
R_g	0,1 Ω	K_1	1583
C	15 μ F	τ_{ws}	0.002 s

As simulações efetuadas foram separadas em eventos para facilitar a análise.

- Inicialização e rastreamento das referências

Iniciando a simulação em $t = 0s$, o conversor está desconectado, com a chave estática em aberto. Em $t = 0.2s$ o conversor é conectado à rede com as referências de potência ativa e reativa respectivamente $P_{ref} = 0, Q_{ref} = 0$. Neste momento a máquina síncrona virtual efetua o sincronismo com a rede. Durante o processo de sincronização, é importante salientar a importância de não incluir a malha de droop de tensão devido ao erro de regime permanente causado pela mesma, fazendo com que ocorram severos distúrbios na conexão devido à defasagem causada no ângulo. Em $t = 0.5$ a referência de potência ativa é aumentada para $10kW$ e em $t = 1$ a referência de potência reativa é aumentada para $5kVar$. As Figuras 29, 30 e 31 demonstram todos eventos.

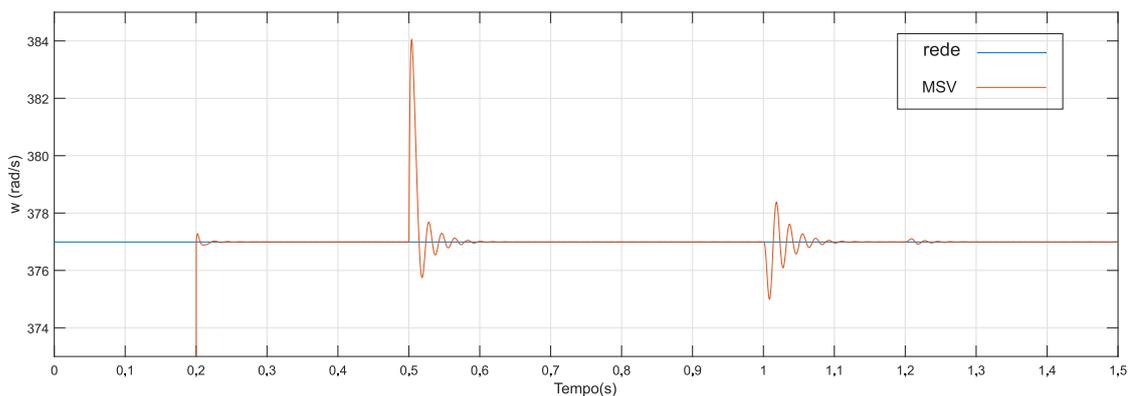


Figura 29 – Frequência Angular da Rede e MSV durante inicialização e rastreamento de referências.

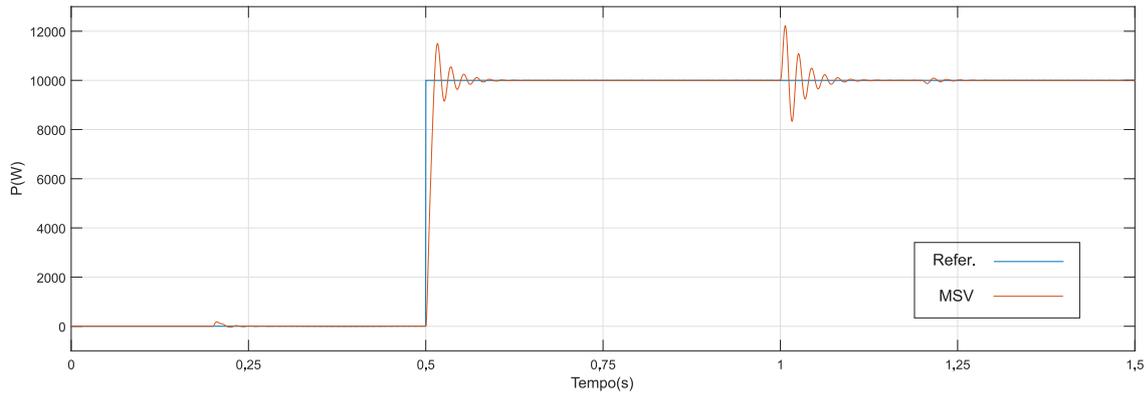


Figura 30 – Potência ativa e referência durante inicialização e rastreamento de referências.

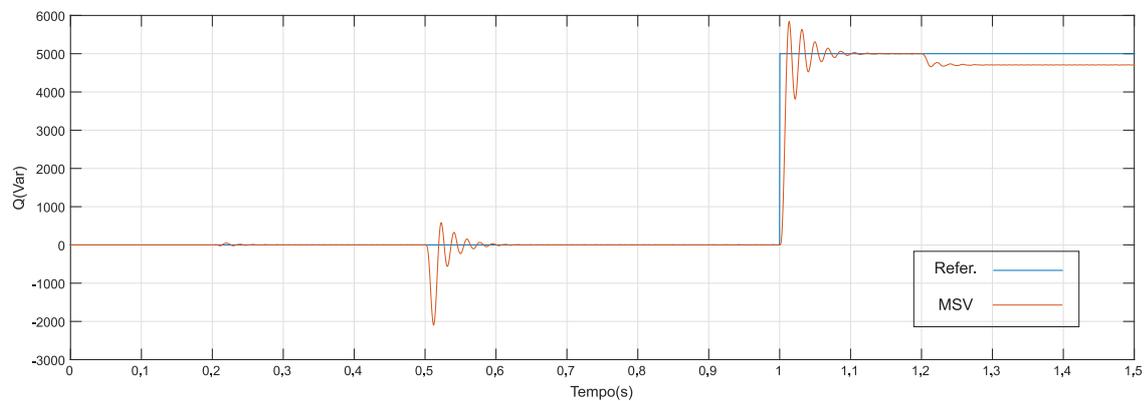


Figura 31 – Potência Reativa e referência durante inicialização e rastreamento de referências.

De forma detalhada, nas figuras 32 e 33, podemos observar a frequência angular e ângulo da rede e da MSV respectivamente. A frequência angular da MSV só passa a rastrear a frequência da rede quando o conversor é conectado à rede. Embora ocorra uma pequena sobre elevação de sinal no instante da conexão, ele não é capaz de prejudicar o sincronismo, como demonstrado no gráfico do ângulo.

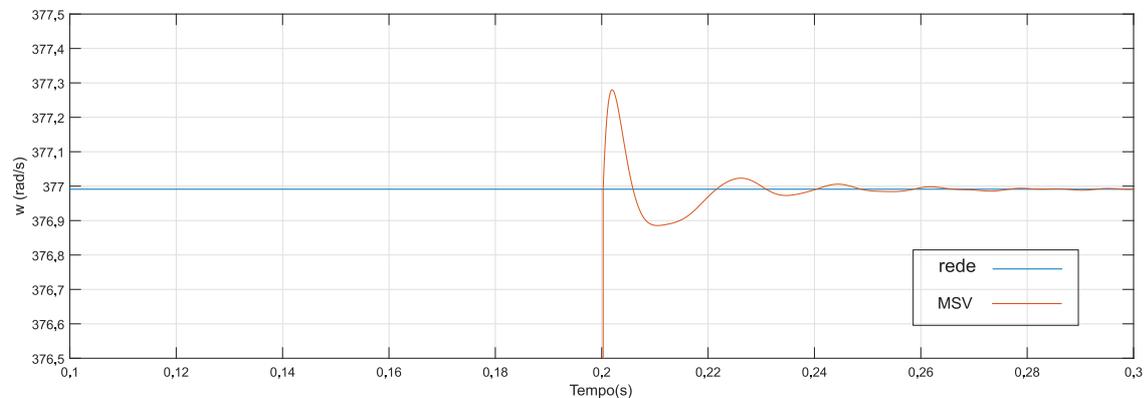


Figura 32 – Frequência angular da rede e da MSV durante inicialização.

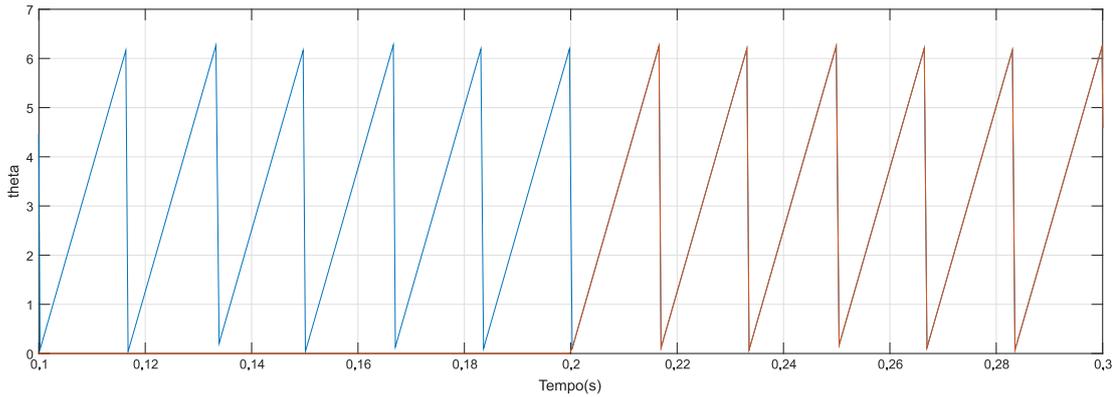


Figura 33 – Ângulo da rede e ângulo da MSV durante inicialização.

Na Figura 34 pode ser visto o perfil da tensão no momento da conexão do conversor com a rede. Nota-se que com as referências de potências ativa e reativas setadas em zero, a amplitude e ângulo são iguais aos da rede, fazendo com que seja possível conectar-se à rede sem transitórios elevados.

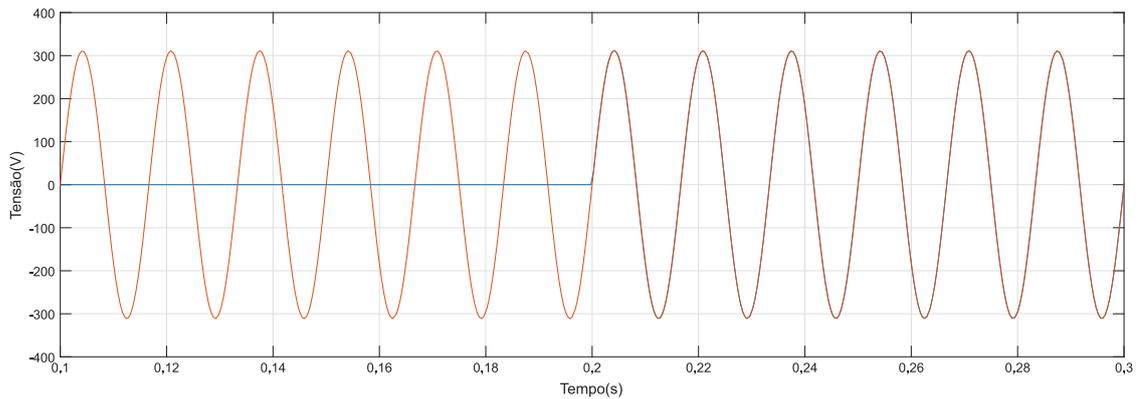


Figura 34 – Tensão da rede e tensão da MSV durante inicialização.

- Compartilhamento de Carga

Para analisar a capacidade de compartilhamento de carga do conversor é feita uma variação na frequência de $60Hz$ para $59,8Hz$. Para a análise do comportamento da malha de tensão é feito um decréscimo no valor da tensão da rede de 5% .

Inicialmente são apresentados os principais resultados comparativos entre os desempenhos dos estabilizadores frente a uma variação de frequência de $0,2Hz$.

A Figura 35 demonstra a frequência angular da MSV. Nota-se que automaticamente ocorre a variação da mesma para o valor aproximado de $375,7Rad/s$, demonstrando a capacidade de sincronização com a rede. Esse fenômeno ocorre devido à equação da Oscilação, que através da malha de controle de droop tenta compensar a variação da rede injetando potência ativa. Analisando o desempenho dos estabilizadores, nota-se uma resposta mais amortecida do MRAC, enquanto que o SMC não demonstrou eficácia perante o distúrbio de frequência.

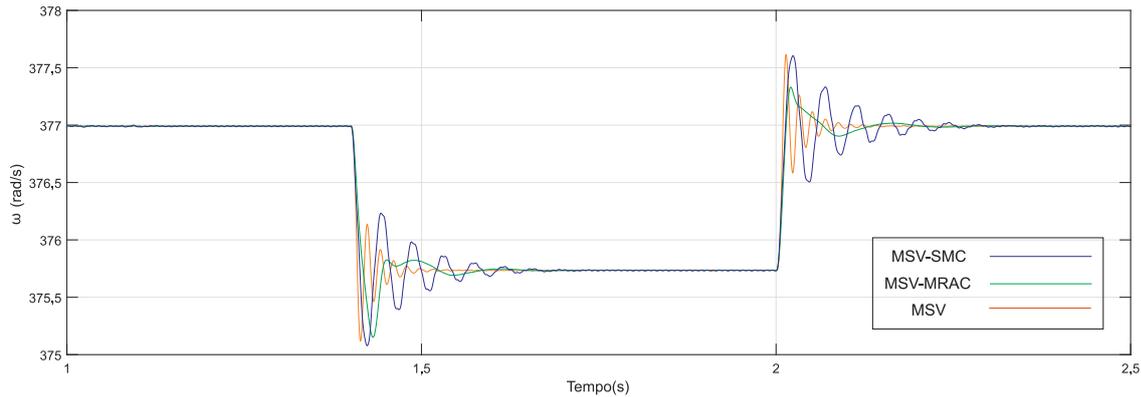


Figura 35 – Frequência angular durante variação de frequência.

A Figura 36 demonstra a potência da MSV. Devido à constante K_d , projetada para injetar $625W$ para uma variação de $0,1Hz$. Nota-se que a potência converge para o valor determinado pela constante de decaimento K_d , estabilizando em torno de $11250W$. Nota-se que a dinâmica dos estabilizadores são diretamente relacionados com a frequência angular, pois os dois estão interligados na mesma malha de controle. Destaque para resposta amortecida do controlador MRAC.

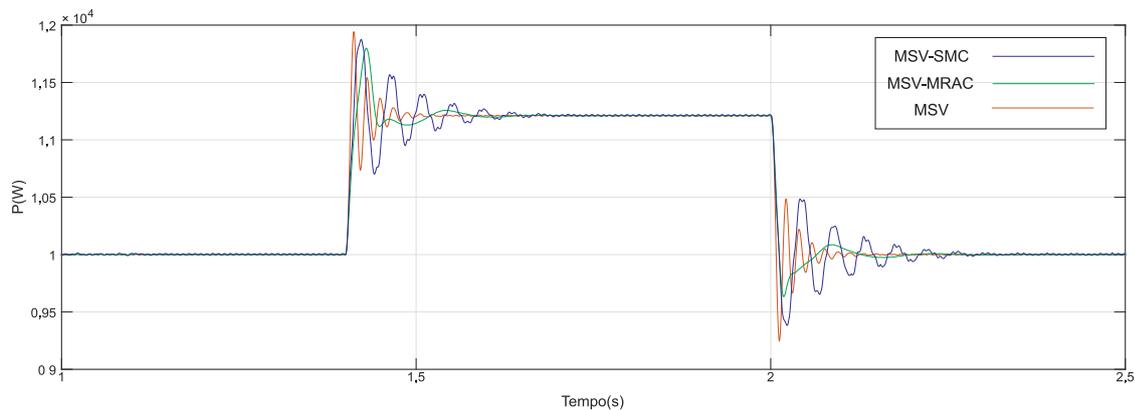


Figura 36 – Potência Ativa durante variação de frequência.

A Figura 37 demonstra a potência reativa da MSV. Neste caso, pode-se observar que a máquina síncrona virtual possui um tempo de resposta melhor e com oscilações de menor amplitude que os casos com estabilizadores. Nota-se que embora o controlador MRAC tenha contribuído para o amortecimento da potência ativa, sua ação de controle afeta a potência reativa causando maior overshoot no momento dos distúrbios.

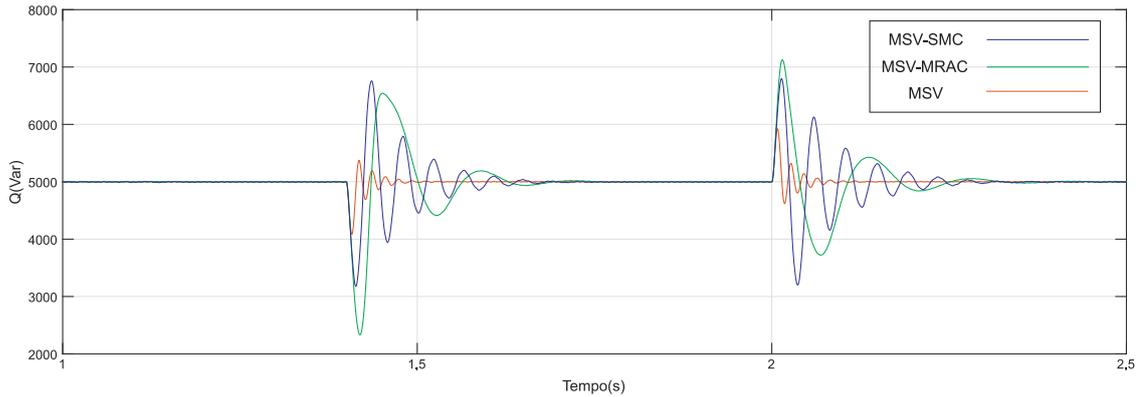


Figura 37 – Potência Reativa durante variação de frequência.

As Figuras 38 e 39 demonstram a corrente RMS da MSV e tensão RMS no ponto de acoplamento respectivamente.

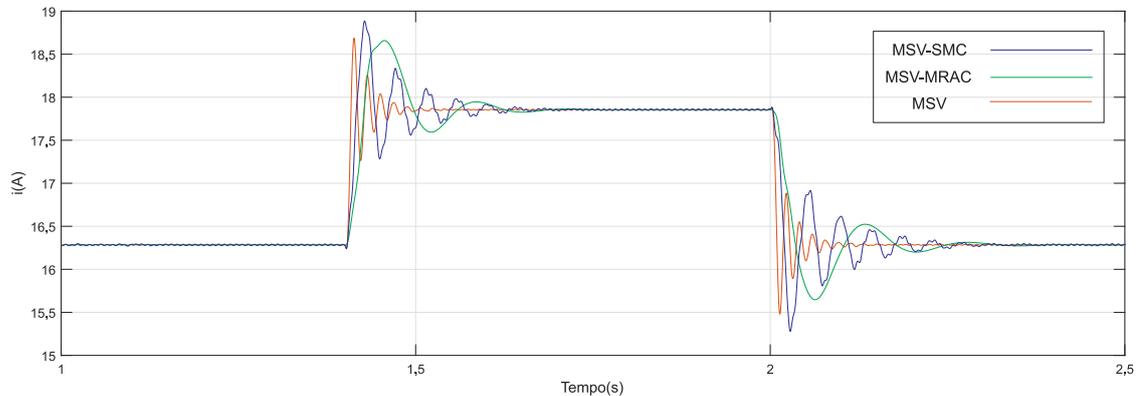


Figura 38 – Corrente RMS do conversor durante variação de frequência.

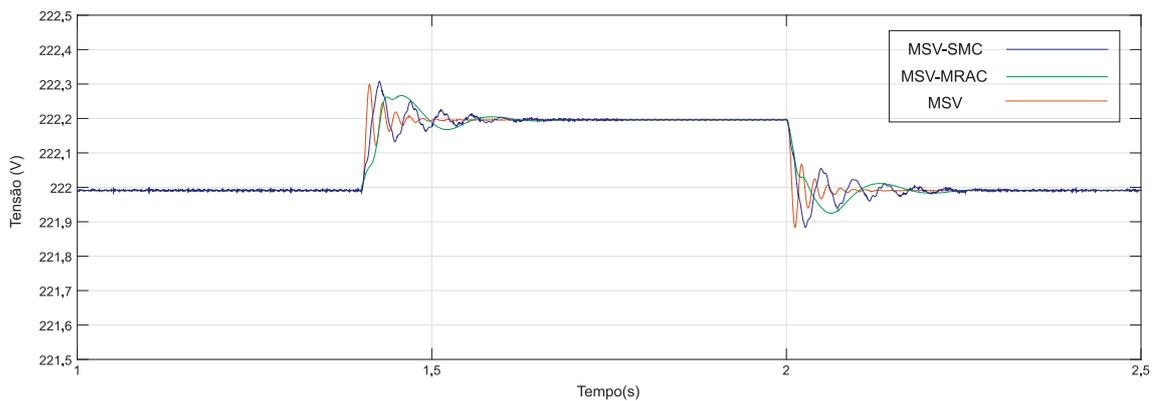


Figura 39 – Tensão RMS no PCC durante variação de frequência.

Para a análise do comportamento dinâmico da MSV frente a distúrbios de tensão e capacidade de compartilhamento de carga foi feita uma variação de amplitude da rede na ordem de 5% durante o intervalo de 1,4s a 2s. A malha de controle de droop de tensão é habilitada em 1,2s. A opção por deixar esta malha desabilitada na inicialização do conversor se dá pelo motivo da malha de tensão causar um erro de regime permanente

devido às impedâncias existentes entre o conversor e a rede. Durante a conexão do conversor, o erro de regime causa uma grande sobrecorrente, sendo que não há nenhuma malha de controle de corrente que possa corrigir este problema.

A Figura 40 demonstra a frequência angular da MSV. Neste gráfico é possível observar a capacidade de ambos controladores de compensarem distúrbios de tensão. Embora a resposta dinâmica do SMC torne o sistema um pouco mais lento, ele é capaz de diminuir os picos oscilatórios. O controlador MRAC demonstrou grande capacidade de estabilização, se mostrando muito efetivo na mitigação da oscilação causada pela variação da amplitude da rede.

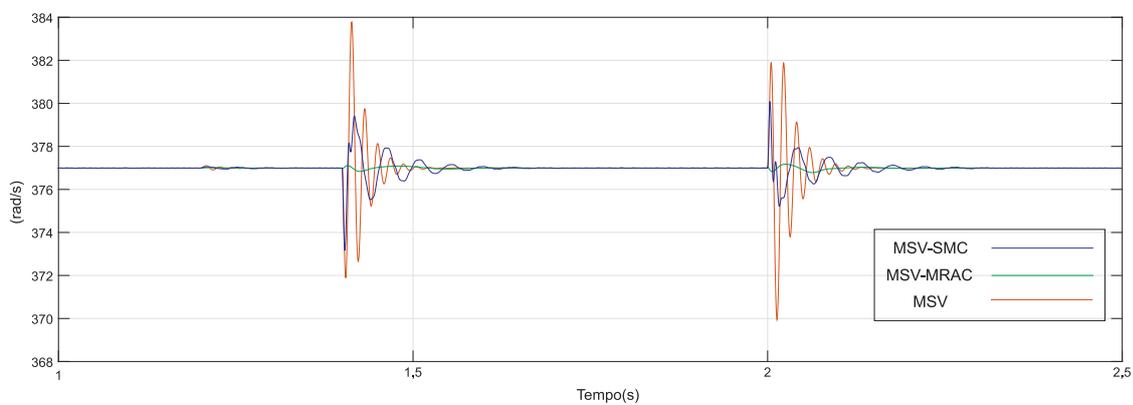


Figura 40 – Frequência durante variação de tensão.

Assim como nos casos anteriores, o comportamento dinâmico da potência ativa é semelhante com a resposta da frequência. Na Figura 41 pode-se observar o efeito dos controladores sobre as oscilações. O estabilizador SMC demonstrou ser capaz de diminuir modestamente a amplitude das oscilações, principalmente na retomada da amplitude nominal da tensão da rede, porém tornou a resposta mais lenta. Nesta Figura é evidenciada a capacidade do MRAC em reduzir drasticamente o impacto do distúrbio de tensão sobre a potência ativa.

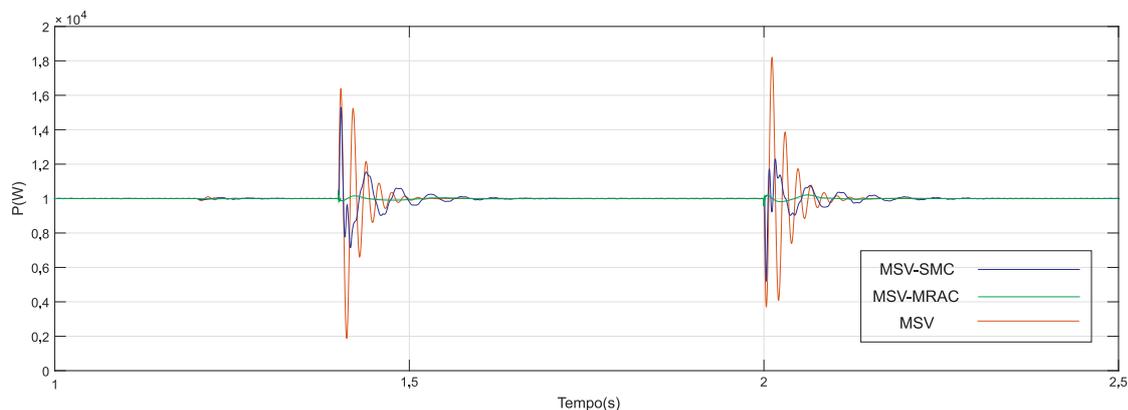


Figura 41 – Potência Ativa durante variação de tensão.

Na Figura 42 é demonstrada a dinâmica da potência reativa. Como mencionado anteriormente, no instante $t = 1,2s$ é ativada a malha droop de tensão, causando um pequeno erro de regime permanente. No instante de variação da tensão da rede, a máquina síncrona virtual compensa esta variação injetando potência reativa na rede. É possível observar que a resposta dinâmica da MSV é mais rápida, porém também mais oscilatória. Nota-se que a dinâmica do MRAC tornou a malha mais amortecida, reduzindo os severos picos da MSV original, ao custo de uma resposta mais lenta.

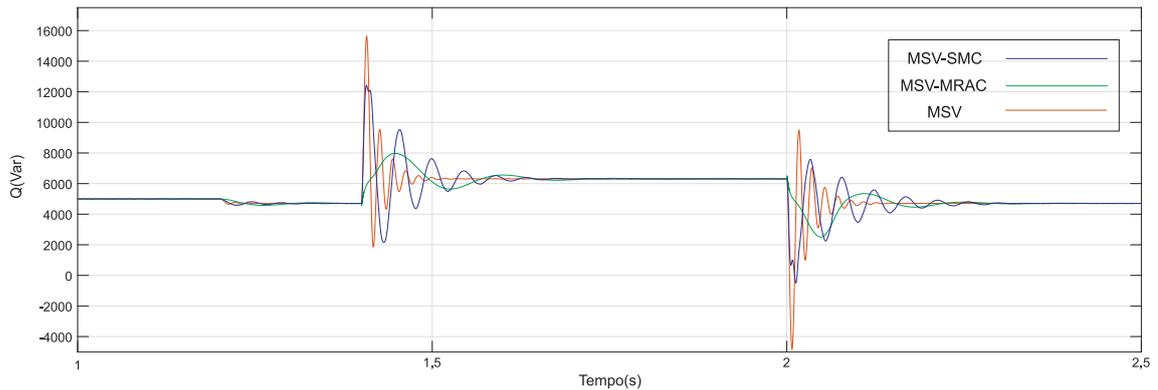


Figura 42 – Potência Reativa durante variação de tensão.

A Figura 43, é possível observar que a dinâmica da corrente RMS do conversor possui as dinâmicas muito semelhantes com a dinâmica da tensão.

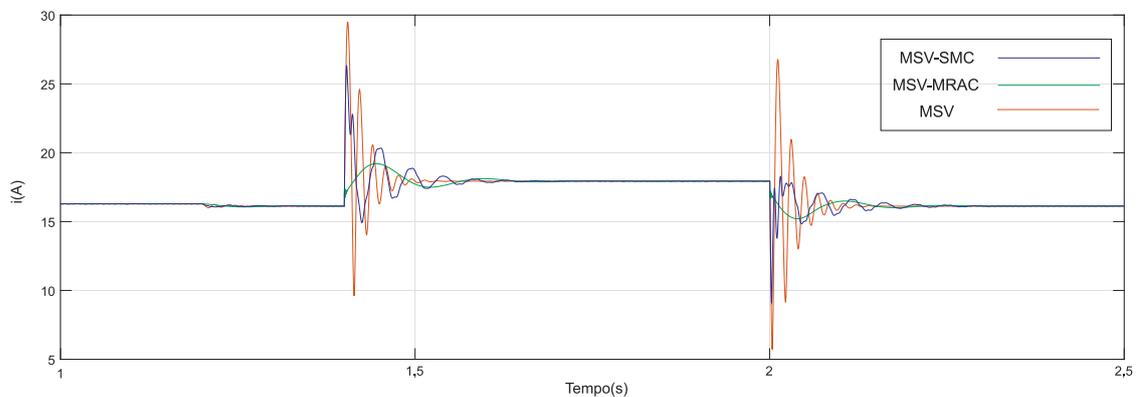


Figura 43 – Corrente RMS do conversor durante variação de tensão.

Na Figura 44 é demonstrada a tensão RMS no PCC. Nota-se que neste caso os dois controladores possuem picos elevados no instante do distúrbio, porém possuem uma resposta mais rápida e menos oscilatória que a o caso sem estabilizador.

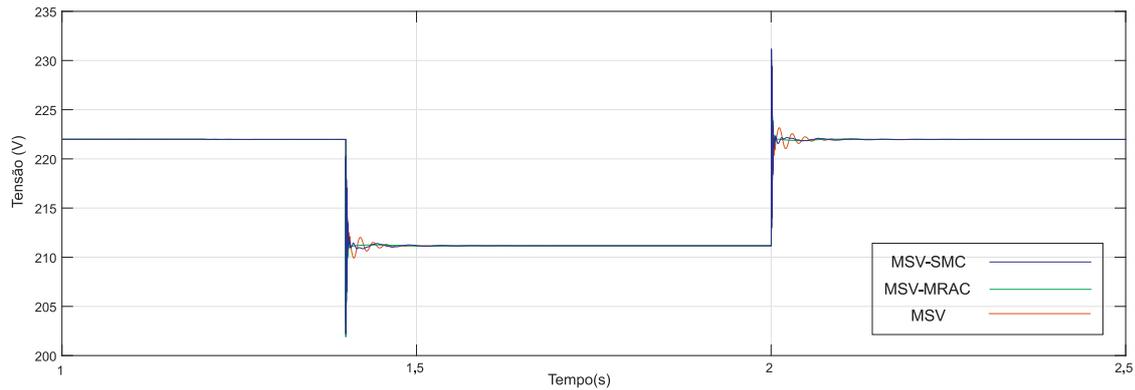


Figura 44 – Tensão RMS no PCC durante variação de tensão.

- Variação de Cargas

Outra análise para avaliar o desempenho dos estabilizadores é a conexão e desconexão de uma carga de 3500Var. Esta situação é importante dado o fato de haver grande interação entre a MSV e a rede.

Na Figura 45 é possível observar a oscilação causada pela carga frequência angular da MSV. Neste caso, o SMC apresentou uma boa capacidade de mitigação na amplitude do distúrbio ao custo de uma resposta mais lenta. O MRAC se mostrou muito eficiente na mitigação das oscilações causadas pela variação de carga, amortecendo consideravelmente os picos e oscilações.

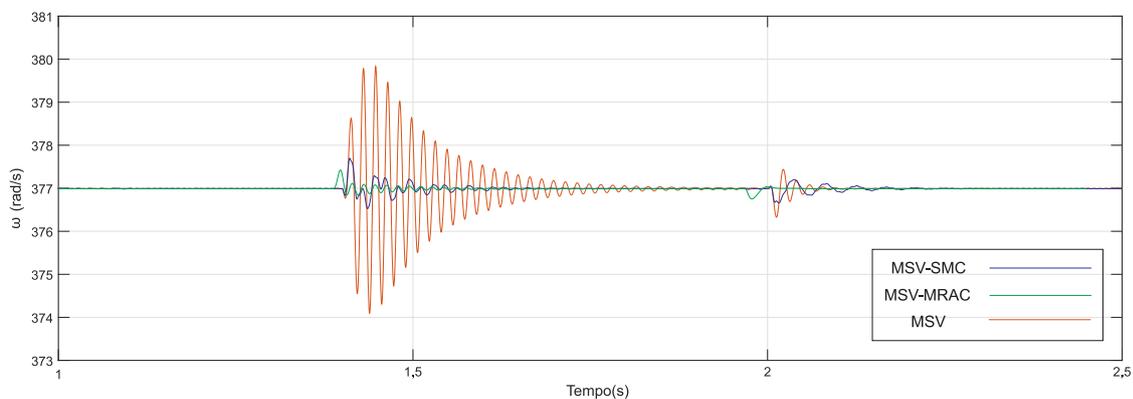


Figura 45 – Frequência durante variação de cargas.

Assim como nos casos anteriores, o reflexo das oscilações na frequência é percebido na potência ativa, demonstrada na Figura 46. Neste caso, novamente é bastante clara a contribuição de ambos controladores para a estabilização das oscilações.

A Figura 47 demonstra a potência reativa da MSV. Nota-se que o efeito da conexão e desconexão de cargas, afeta diretamente a potência reativa, causando grandes oscilações na MSV sem estabilizador. Neste caso, ambos controladores foram capazes de contribuir para a atenuação do distúrbio. Destaca-se que na conexão das cargas, o SMC e MRAC se comportam semelhantemente, sendo o segundo com amplitude pouco menor. Já na

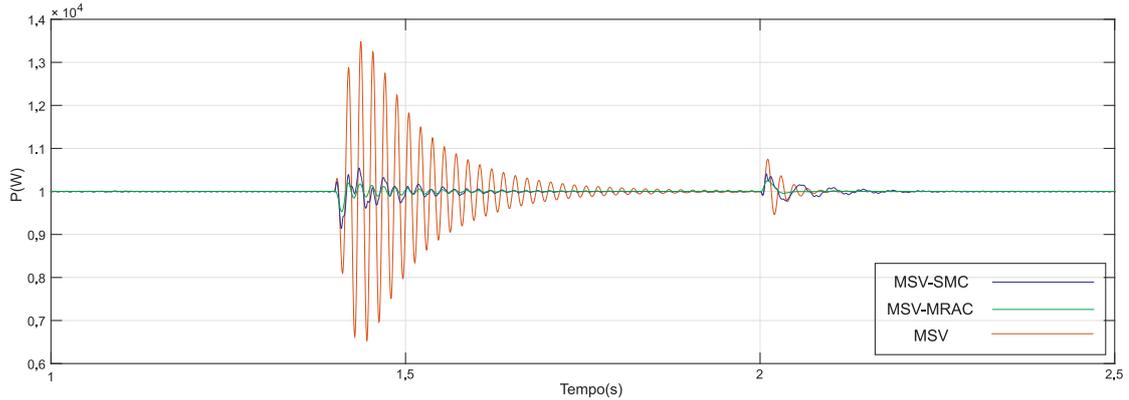


Figura 46 – Potência Ativa durante variação de cargas.

desconexão das cargas, o SMC demonstrou um pequeno decréscimo no desempenho, ao passo que o MRAC apresentou uma resposta mais suave.

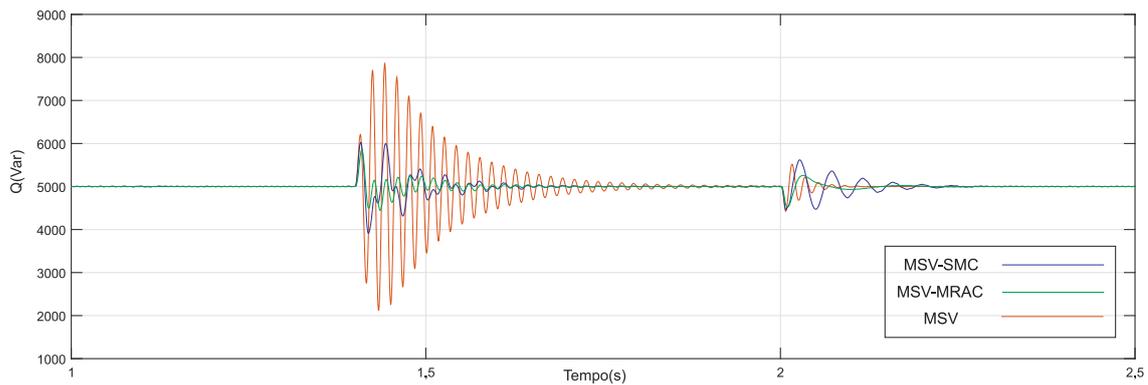


Figura 47 – Potência Reativa durante variação de cargas.

A Figura 48 demonstra a corrente RMS da MSV. Nota-se que ela é severamente afetada pelas oscilações da potência reativa. Da mesma forma, o SMC e o MRAC foram capazes de diminuir o distúrbio. Observa-se que no instante da conexão das cargas, a MSV convencional possui resposta muito mais oscilatória e de maior amplitude que os casos onde foi utilizado os estabilizadores. Embora ambos estabilizadores consigam amortecer os distúrbios, novamente o MRAC possui desempenho superior na mitigação das oscilações. Na desconexão das cargas, seu efeito sobre a MSV é menor, mas ainda assim observa-se uma pequena melhora com o SMC e um ótimo amortecimento com o MRAC.

Já na Figura 49 pode-se observar que a tensão RMS no PCC tem uma pequena piora com ambos controladores no instante da conexão das cargas. Já no momento de desconexão, o SMC apresentou pequena melhora em relação à máquina síncrona virtual convencional, enquanto que o MRAC apresentou novamente uma elevada melhora na estabilização com sua resposta amortecida.

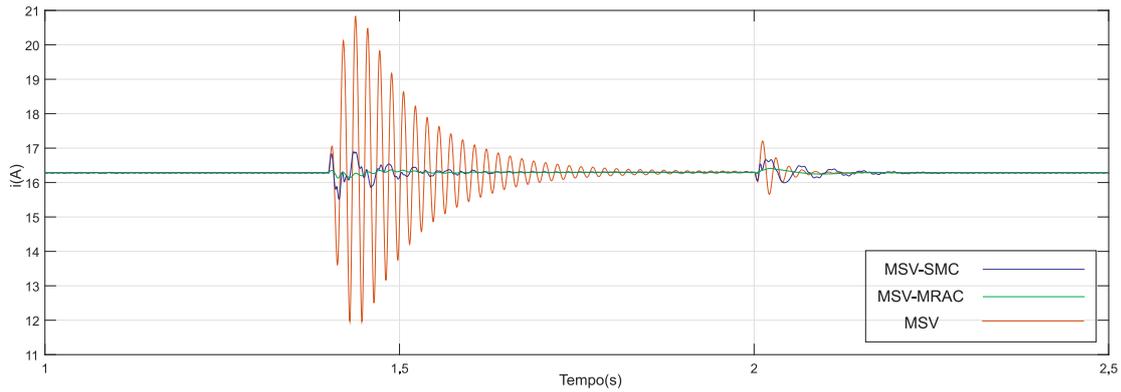


Figura 48 – Corrente RMS do conversor durante variação de cargas.

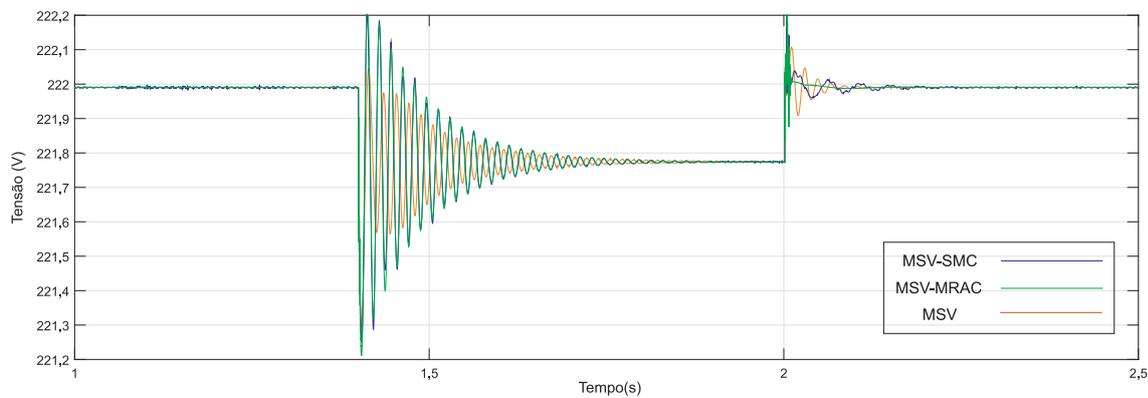


Figura 49 – Tensão RMS no PCC durante variação de cargas.

5.2 Conversores interligados em paralelo com a rede

No segundo caso foi feita uma simulação contendo dois conversores em paralelo. Ambos controlados como máquina síncrona virtual e conectados a um barramento infinito. A figura 50 ilustra o cenário simulado.

O comportamento dinâmico do sistema é analisado ante diferentes situações. Inicialmente em 0,2s ambos conversores são conectados com a rede. Em 0,5s e 1s ocorrem degraus de potência ativa e reativa respectivamente no conversor 1. Em 2,5s e 3s ocorrem degraus de potência ativa e reativa no conversor 2. No intervalo de tempo entre 3s e 3,5s ocorre uma diminuição na frequência angular da rede com magnitude de $0,2Hz$. Em 4s é ligada a malha de controle referente ao droop de tensão, e durante o intervalo de 4,5s a 5s ocorre uma diminuição da tensão da rede de 5% e em 6s ocorre a desconexão da microrrede da rede principal.

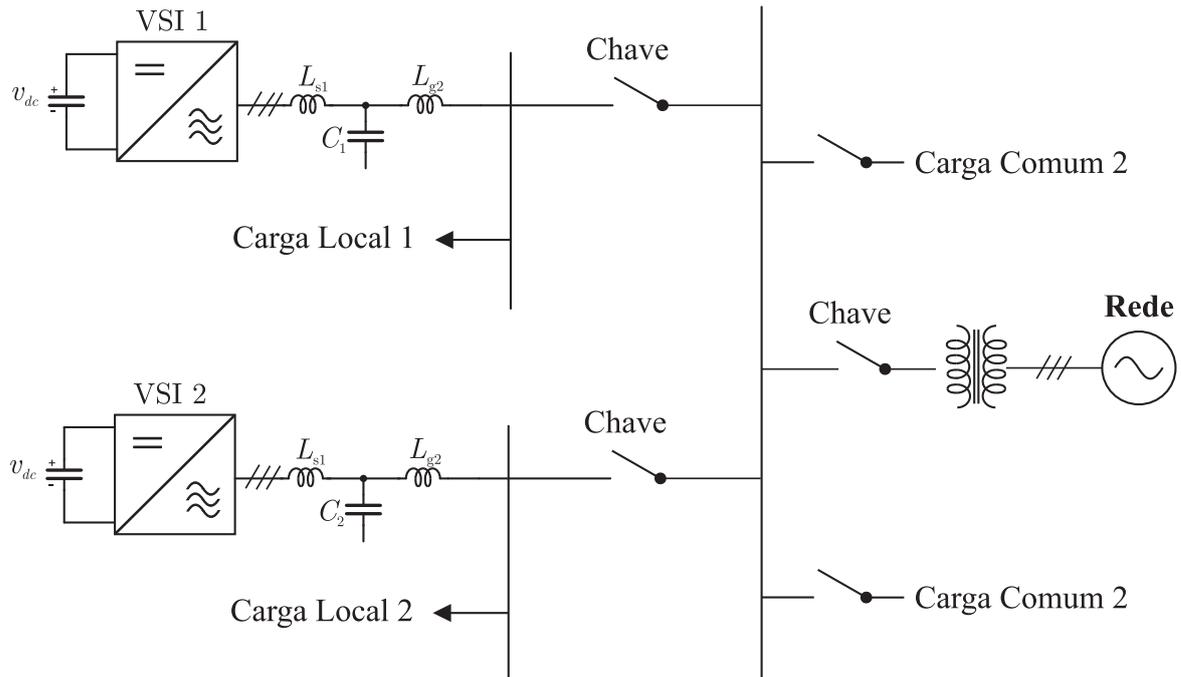


Figura 50 – Ilustração do cenário 2.

Como ilustrado na figura, os conversores são interligados através de um filtro LC, com cargas locais e comuns aos dois conversores conectadas em paralelo. Os parâmetros da rede e dos conversores utilizados na simulação podem ser vistos na Tabela 2. Em 2a

Tabela 2 – Parâmetros da Simulação do cenário 2

(a) Estágio de Potência		(b) MSV 1		(c) MSV 2	
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Potência	30 kW	K_d	2,635	K_d	5,27
Tensão	220 V	K_s	3	K_s	3
Frequência	60 Hz	K_v	104,98	K_v	209,96
L_s	2 mH	K_f	100	K_f	100
R_s	0,1 Ω	pf	100	pf	100
L_g	0,1 mH	J	0,0053	J	0,0106
R_g	0,1 Ω	K_1	1583	K_1	3166
C	15 μ F	τ_{ws}	0.002 s	τ_{ws}	0.002 s

As figuras 51 e 52 apresentam o resultado com todos os eventos para o conversor 1 e 2 respectivamente. Através dos resultados de simulação de diferentes situações, nota-se que os estabilizadores foram capazes de melhorar as dinâmicas da potência ativa e reativa.

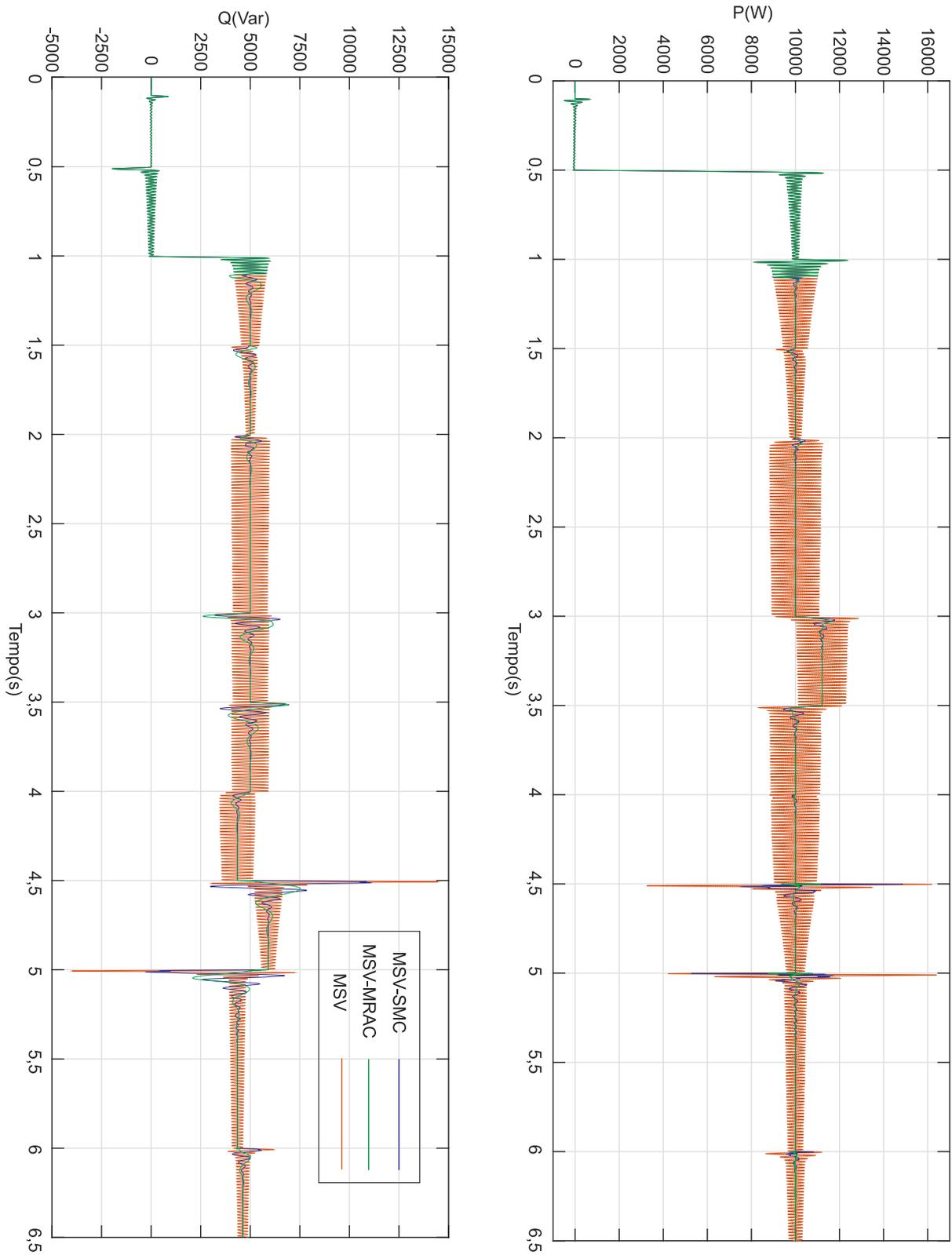


Figura 51 – Potência Ativa e Reativa do conversor 1

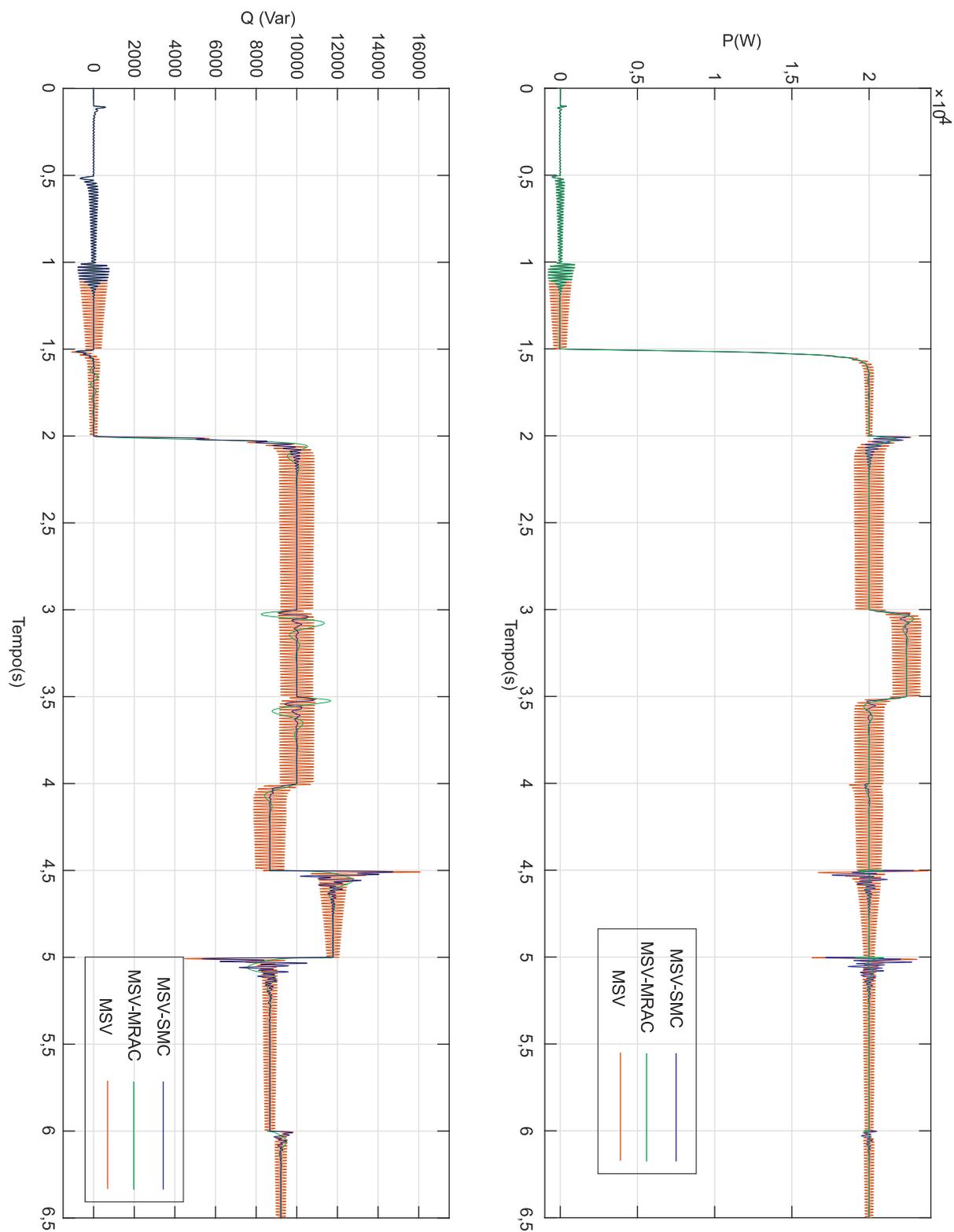


Figura 52 – Potência Ativa e Reativa do conversor 2

A Figura 53 demonstra os detalhes da potência ativa e reativa durante o primeiro evento no conversor 1.

No instante de tempo de $1,2s$ os estabilizadores são ativados. Nota-se que com ambos controladores há uma imediata redução da oscilação das potências ativa e reativa. Em $1,5s$ e $2s$ ocorrem variações das referências do conversor 2. Neste instante ocorrem interações entre os dois conversores que rapidamente são mitigados pelos estabilizadores. Nota-se que o controlador MRAC possui uma dinâmica mais amortecida que o controlador SMC.

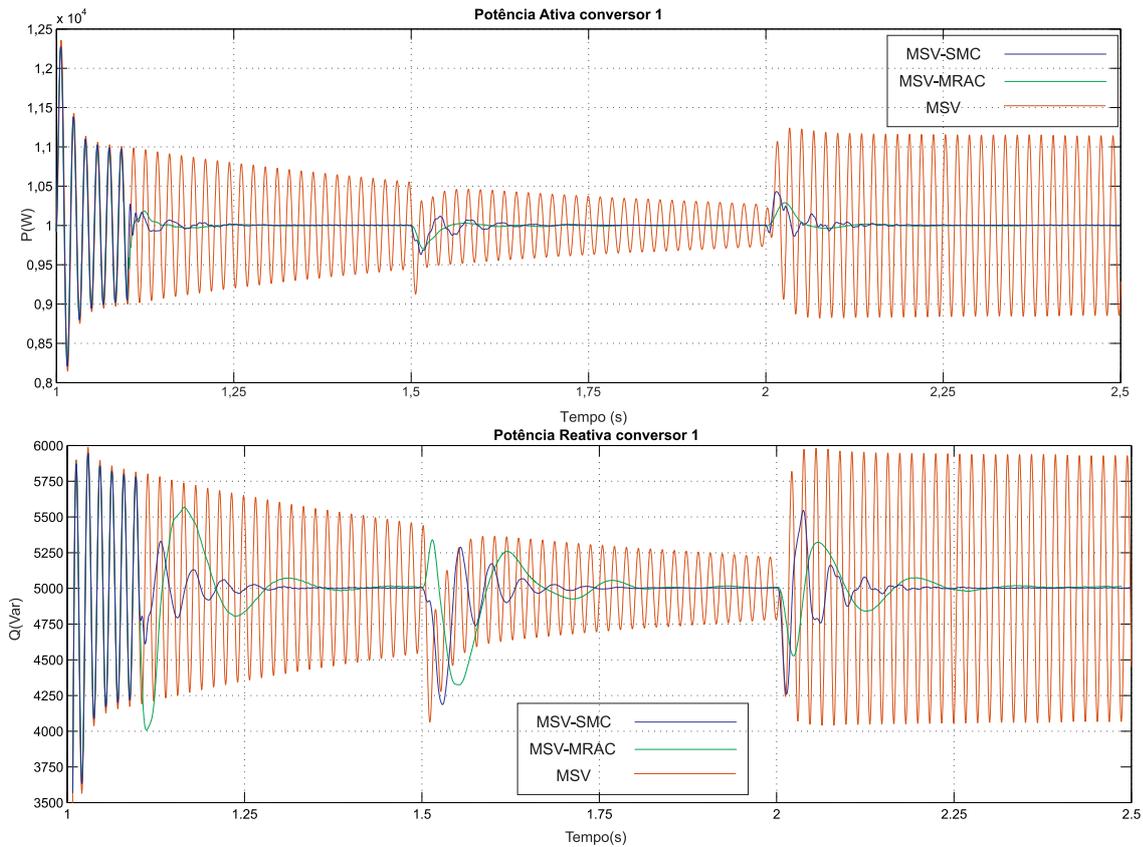


Figura 53 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 1 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.

A Figura 54 demonstra os detalhes das grandezas elétricas conversor 1.

São demonstrados a velocidade angular, corrente e tensão RMS respectivamente. No instante de 1,2 os estabilizadores são ativados. Nota-se que ambos controladores foram capazes de estabilizar as grandezas elétricas do sistema.

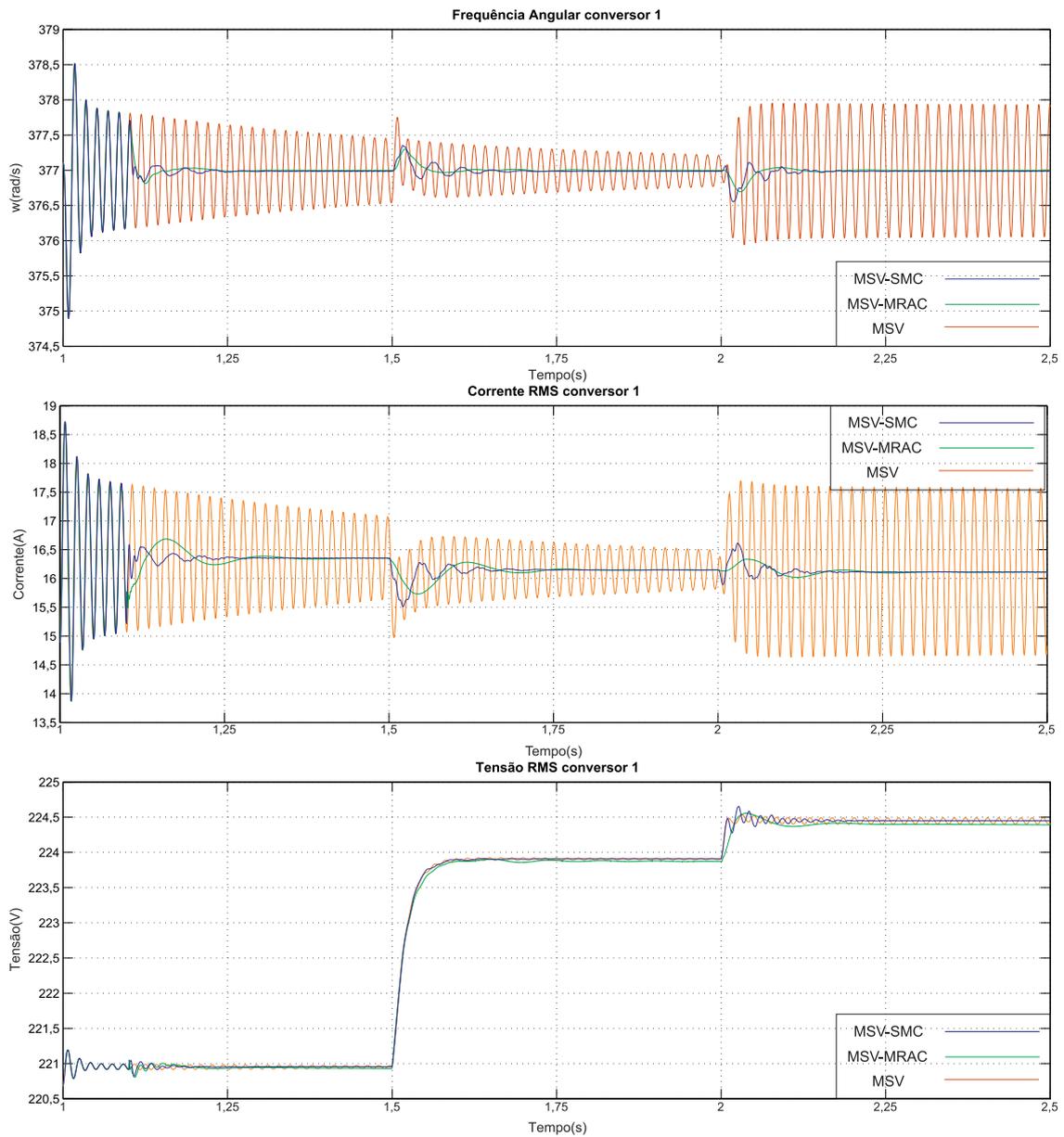


Figura 54 – Grandezas elétricas do conversor 1 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.

A Figura 55 demonstra os detalhes das grandezas de controle do conversor 1.

São demonstrados a superfície de deslizamento e o valor do Beta utilizados no controlador SMC, e os ganhos adaptativos do controlador MRAC respectivamente.

Nota-se que superfície de deslizamento converge para zero após os distúrbios. O valor do Beta calculado é sempre positivo, assim como considerado no projeto do SMC.

No último gráfico observa-se os ganhos adaptativos alterando seu valor no instante de cada distúrbio.

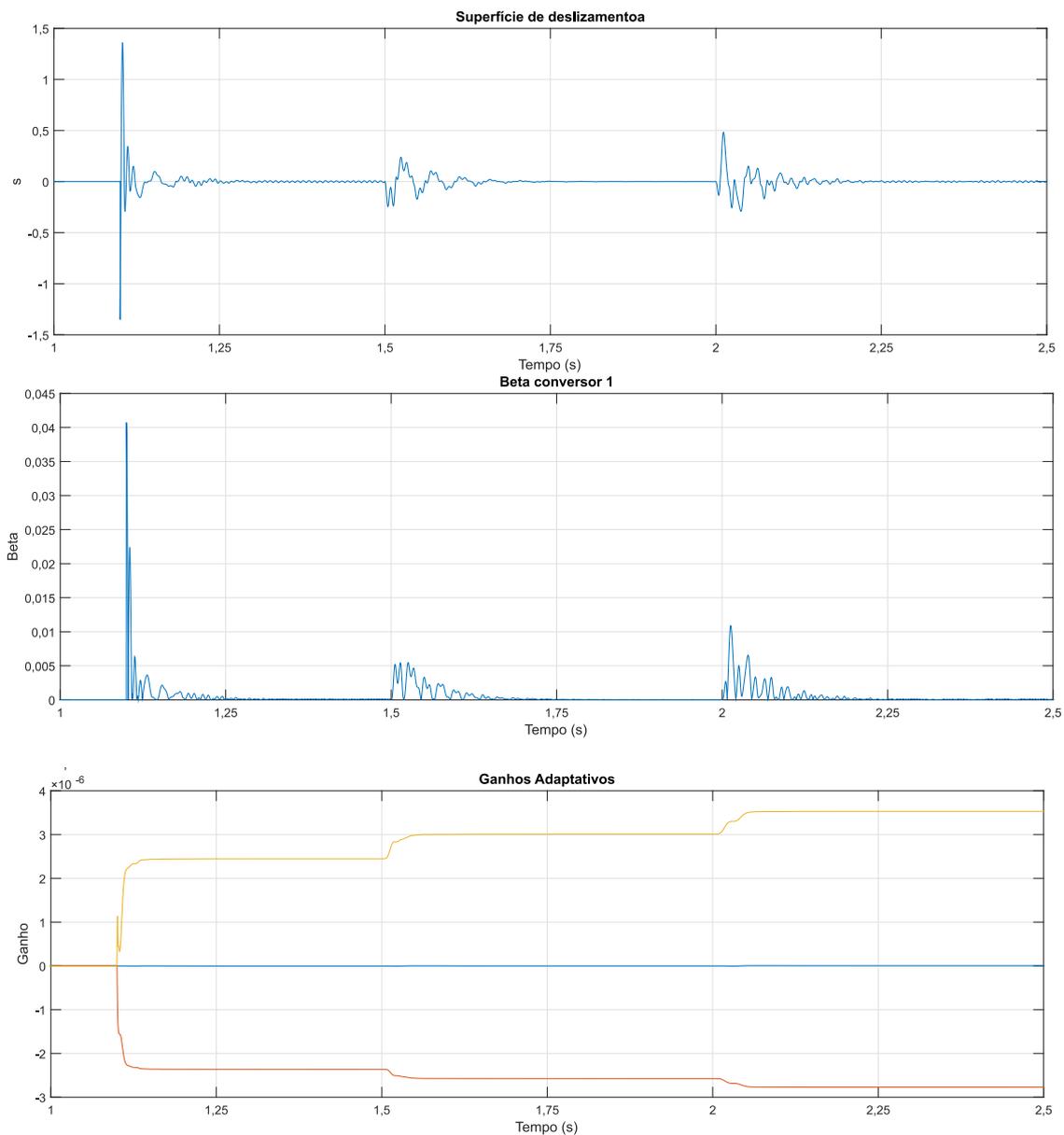


Figura 55 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 1 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.

A Figura 56 demonstra os detalhes da potência ativa e reativa durante o primeiro evento no conversor 2.

Observa-se que mesmo com as referências zeradas, há oscilações na potência ativa e reativa que são mitigadas com a ativação dos estabilizadores.

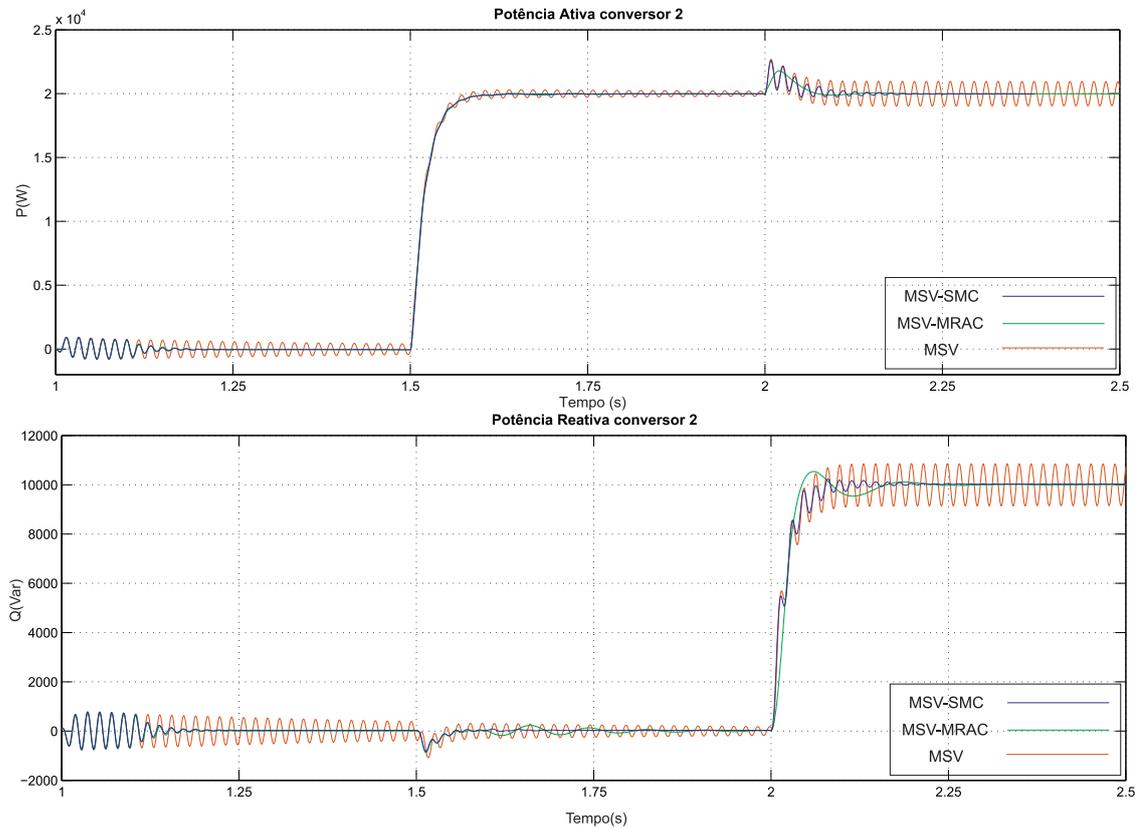


Figura 56 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 2 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.

A Figura 57 apresenta os detalhes das grandezas elétricas conversor 2.

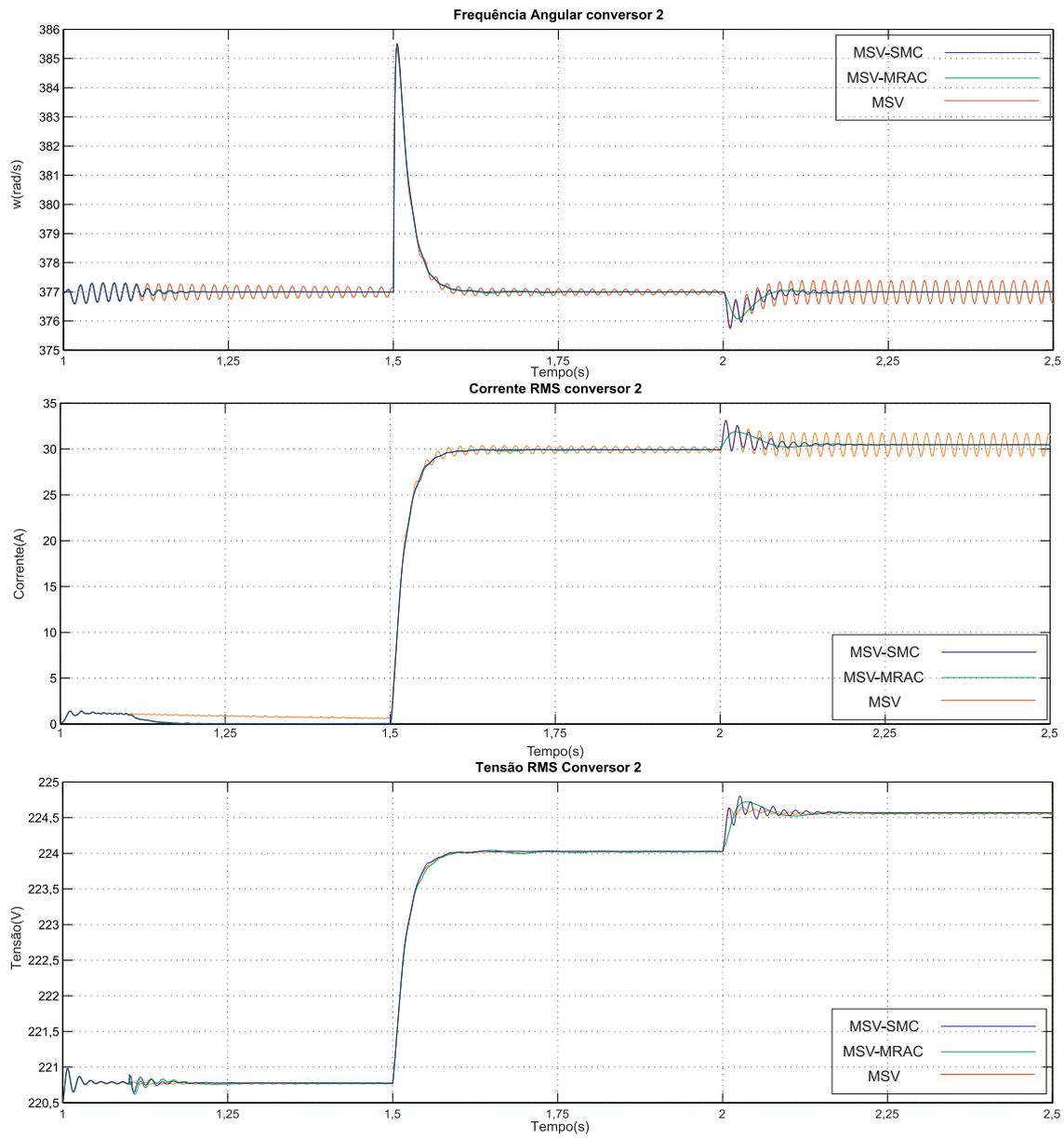


Figura 57 – Grandezas elétricas do conversor 2 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.

A Figura 58 apresenta os detalhes das grandezas de controle do conversor 2 .

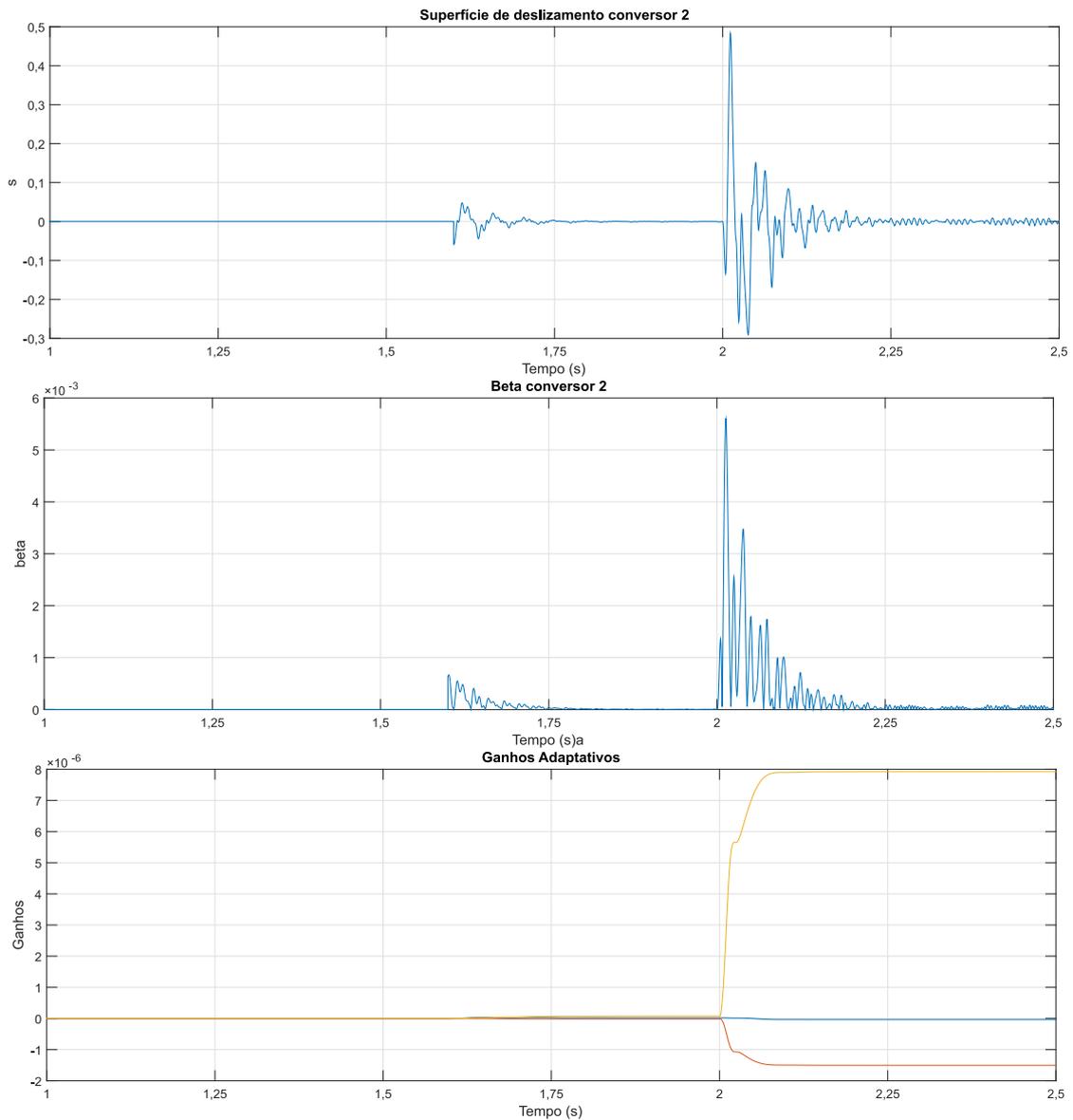


Figura 58 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 2 durante ativação dos estabilizadores e degraus de potência ativa e reativa.

A Figura 59 apresenta os detalhes de potência ativa e reativa durante a variação de frequência da rede no conversor 1.

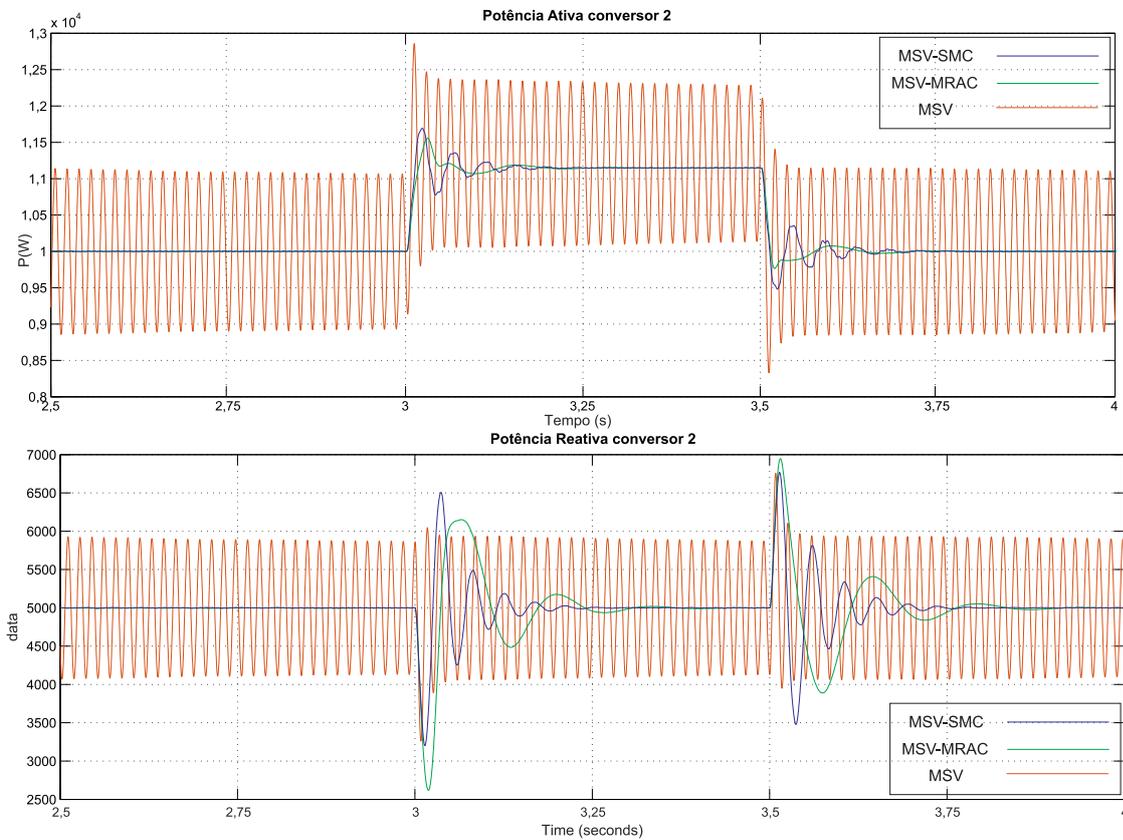


Figura 59 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 1 durante a variação de frequência da rede.

A Figura 60 apresenta os detalhes das grandezas elétricas conversor 1.

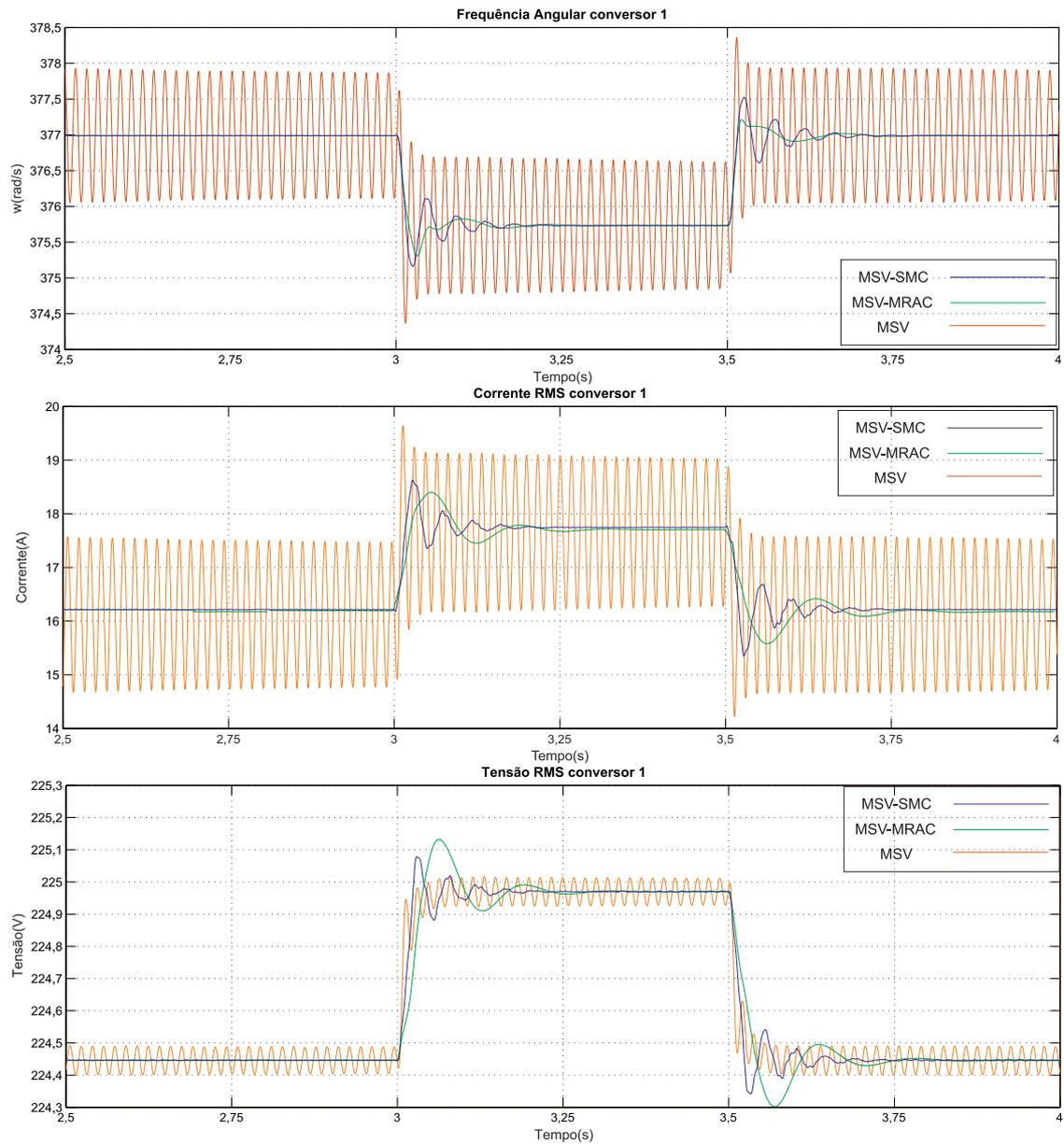


Figura 60 – Grandezas elétricas do conversor 1 durante a variação de frequência da rede.

A Figura 61 apresenta os detalhes das grandezas de controle do conversor 1 durante a variação de frequência da rede .

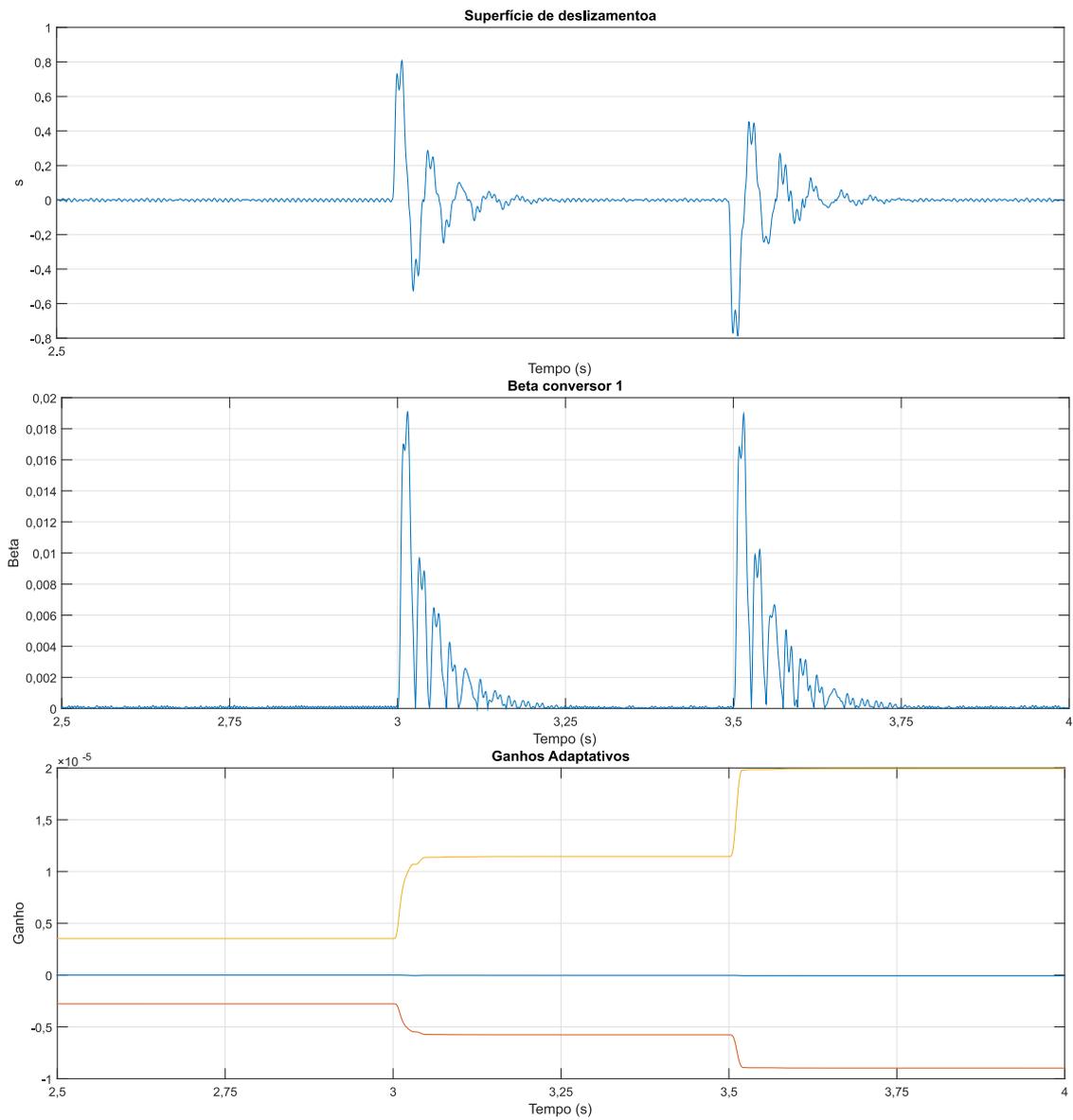


Figura 61 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 1 durante a variação de frequência da rede.

A Figura 62 apresenta os detalhes de potência ativa e reativa durante a variação de frequência no conversor 2.

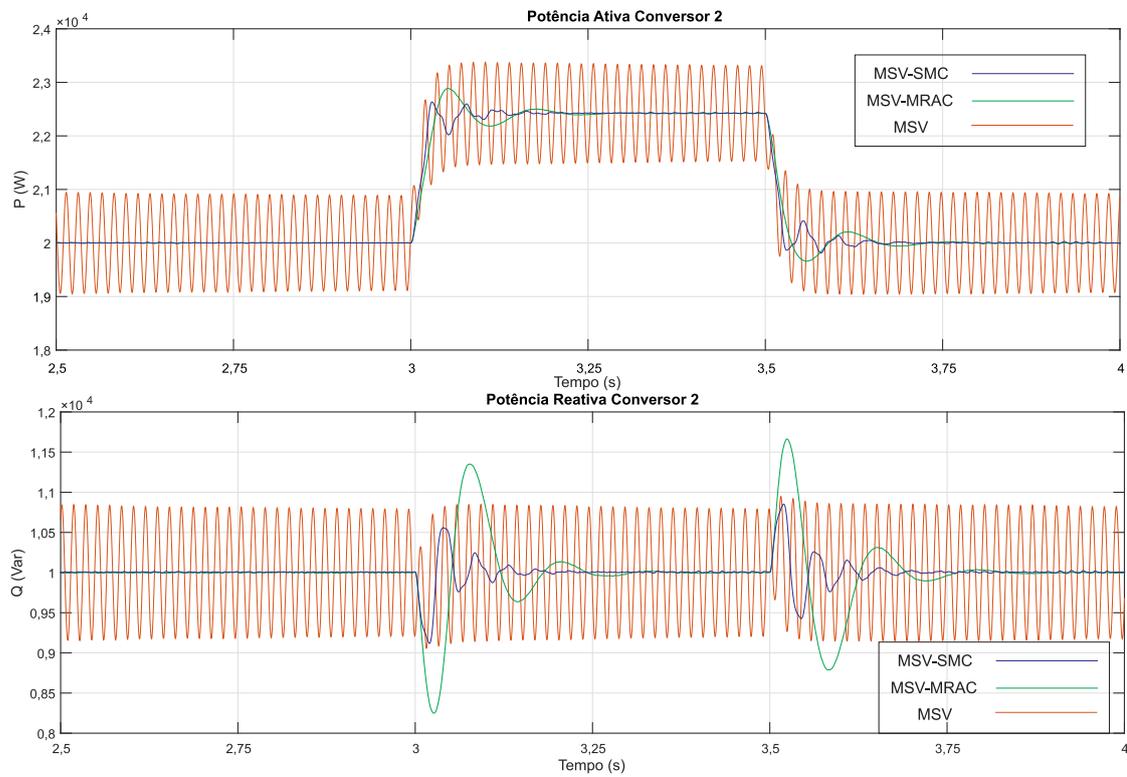


Figura 62 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 2 durante a variação de frequência da rede.

A Figura 63 apresenta os detalhes das grandezas elétricas conversor 2 durante a variação de frequência da rede.

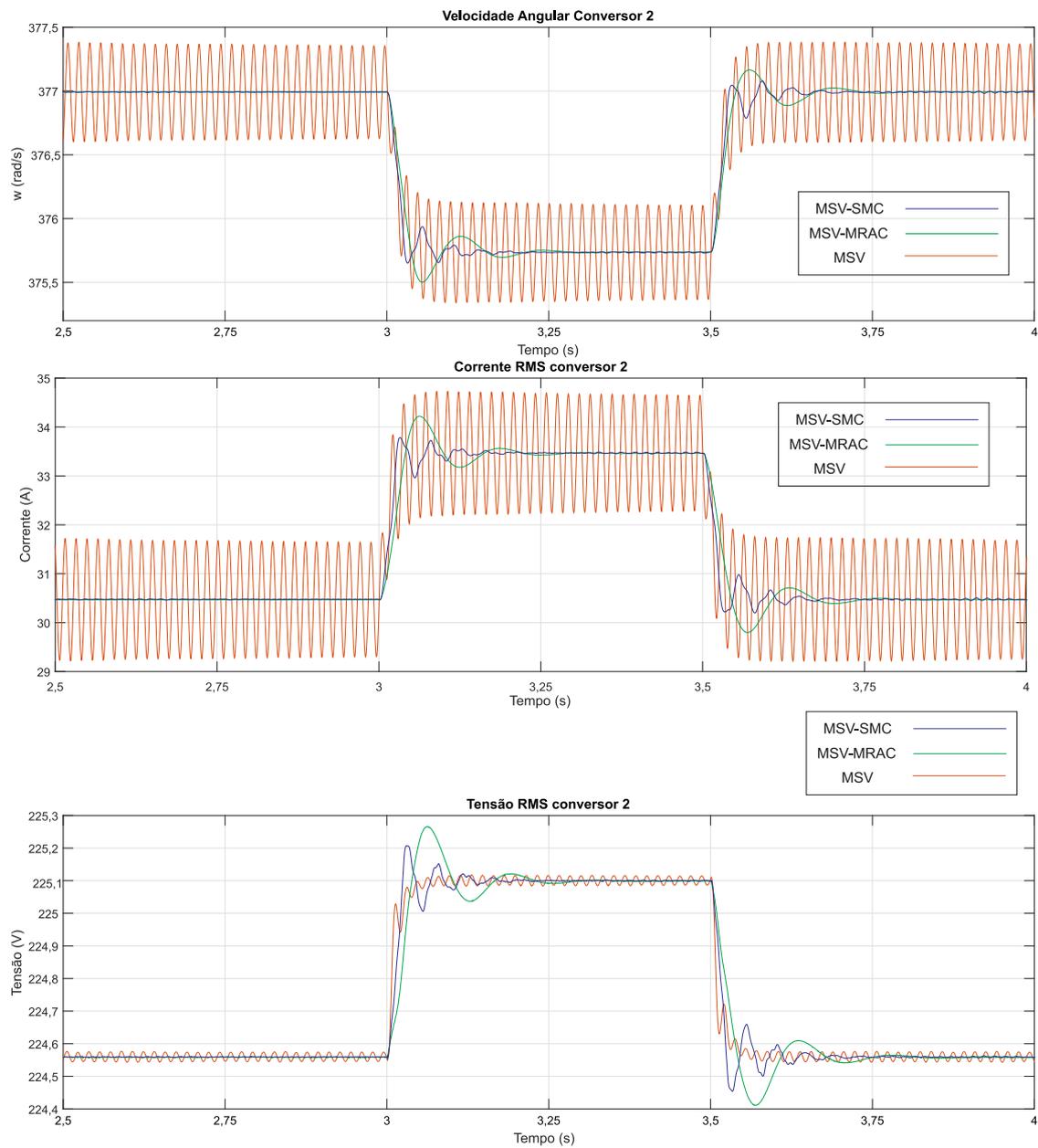


Figura 63 – Grandezas elétricas do conversor 2 durante a variação de frequência da rede.

A Figura 64 apresenta os detalhes das grandezas de controle do conversor 2 durante a variação de frequência da rede.

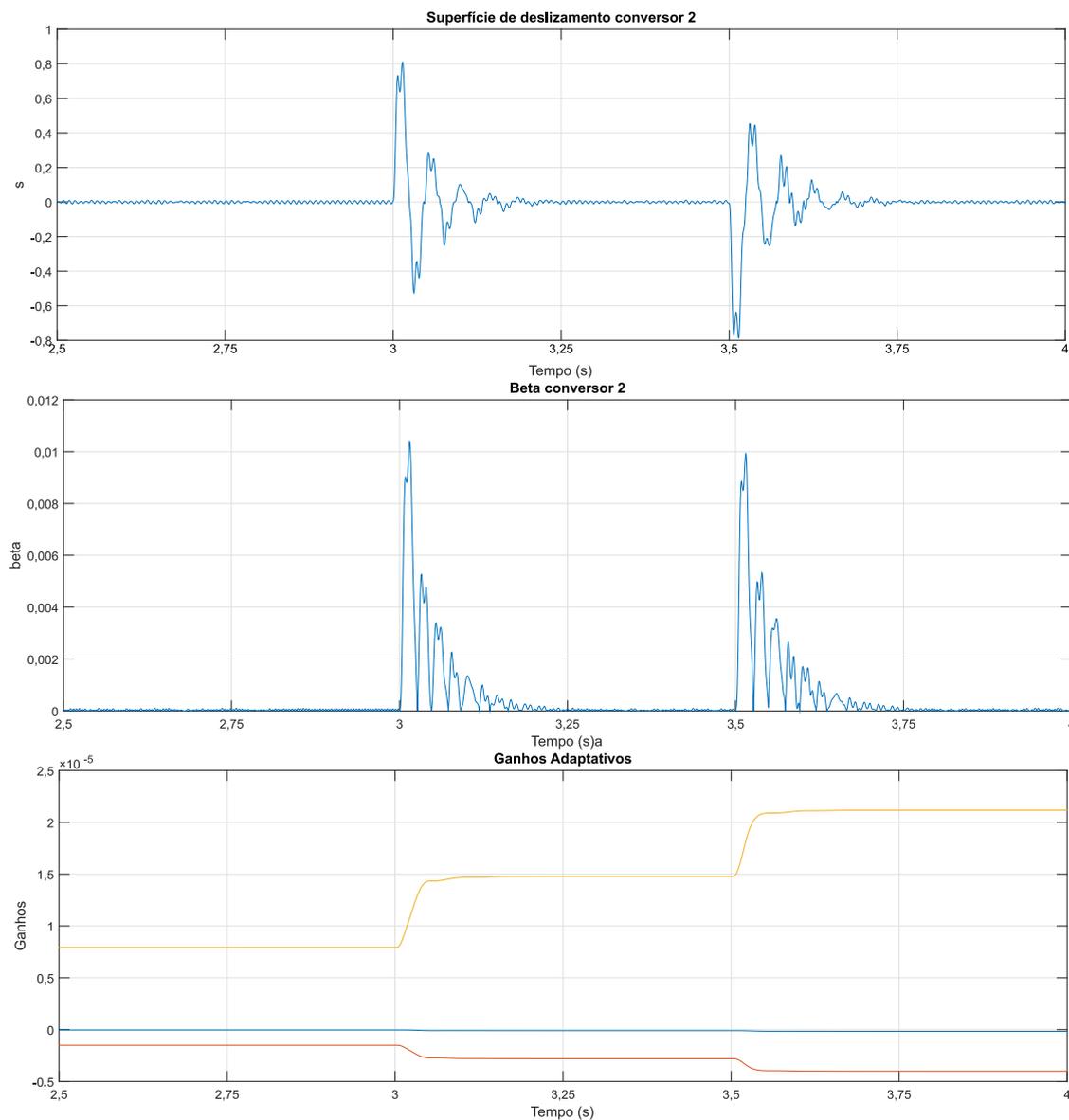


Figura 64 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 2 durante a variação de frequência da rede.

A Figura 65 apresenta os detalhes de potência ativa e reativa durante a variação da tensão da rede e ilhamento no conversor 1.

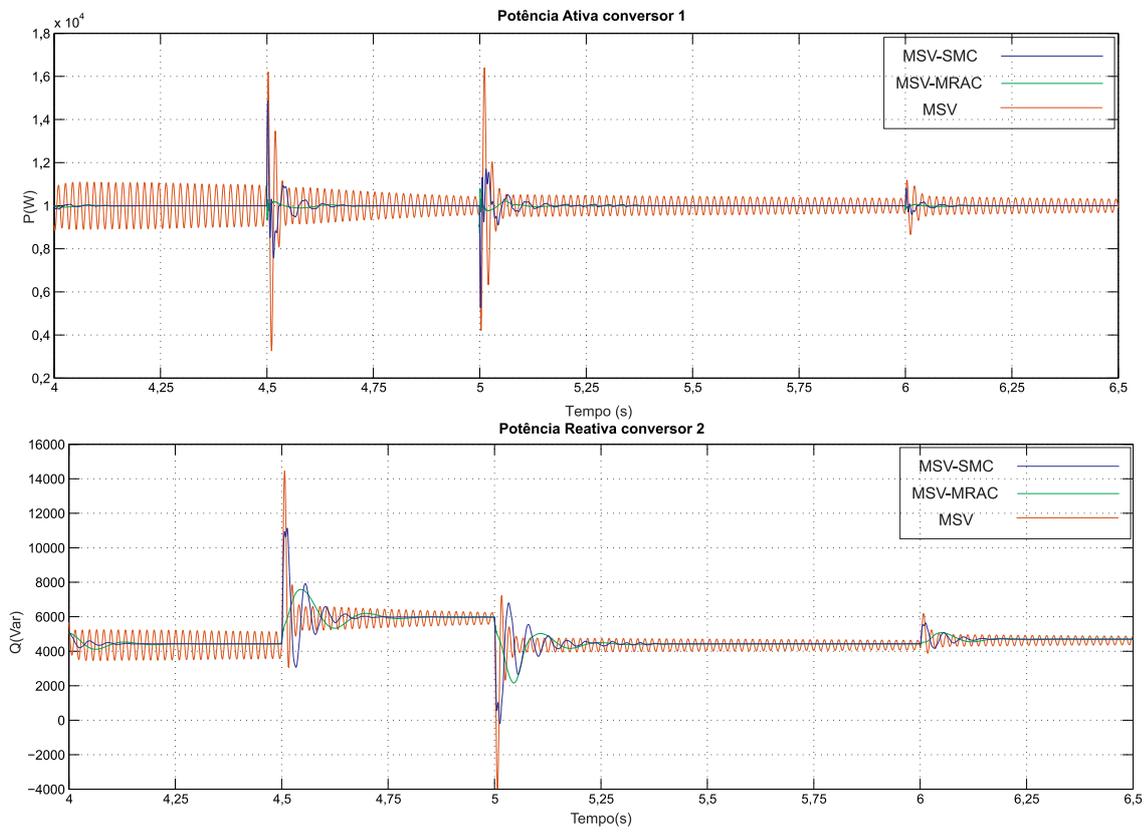


Figura 65 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 1 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.

A Figura 66 apresenta os detalhes das grandezas elétricas durante a variação da tensão da rede e ilhamento no conversor 1.

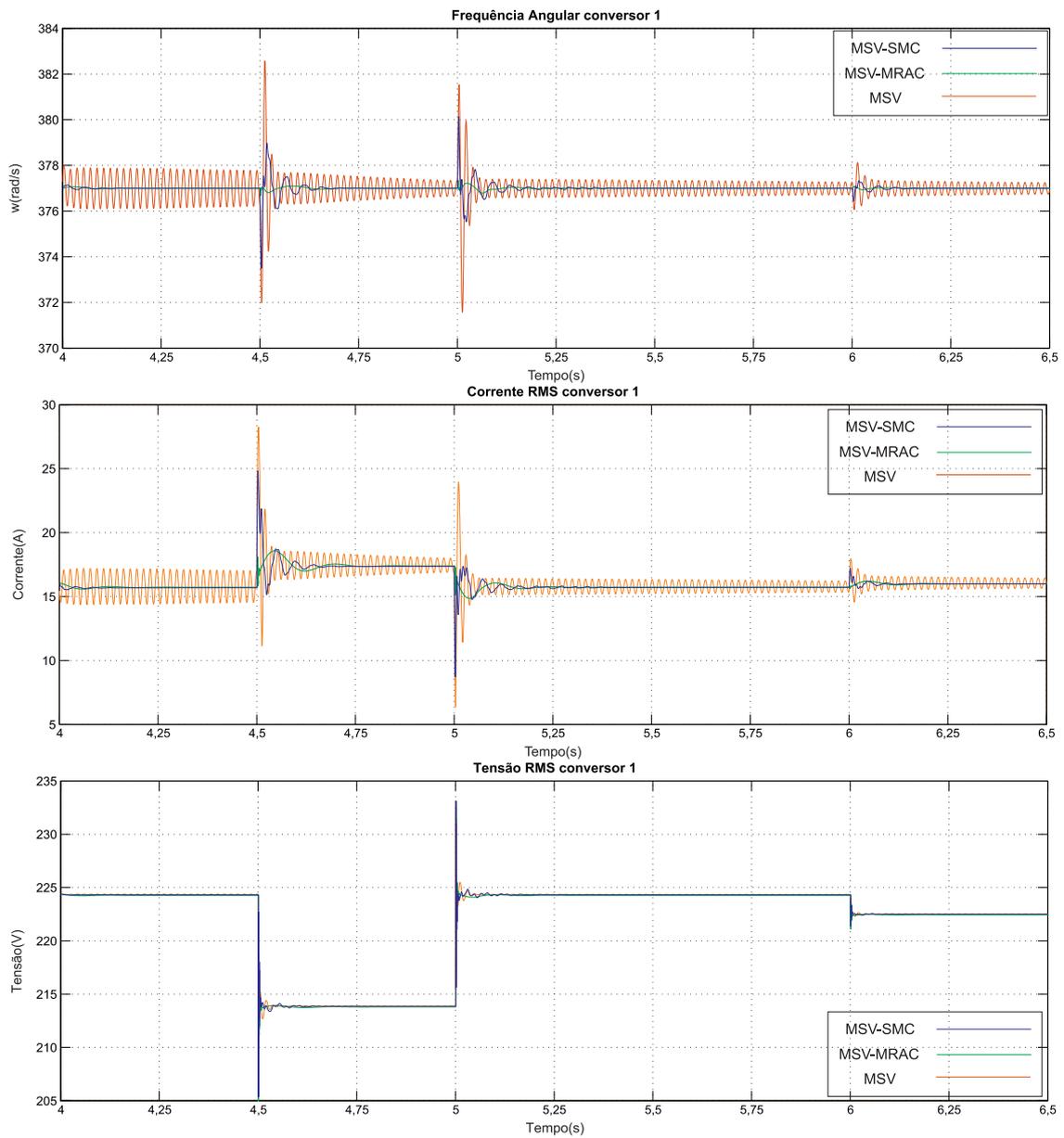


Figura 66 – Grandezas elétricas do conversor 2 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.

A Figura 67 apresenta os detalhes das grandezas de controle durante a variação da tensão da rede e ilhamento no conversor 1.

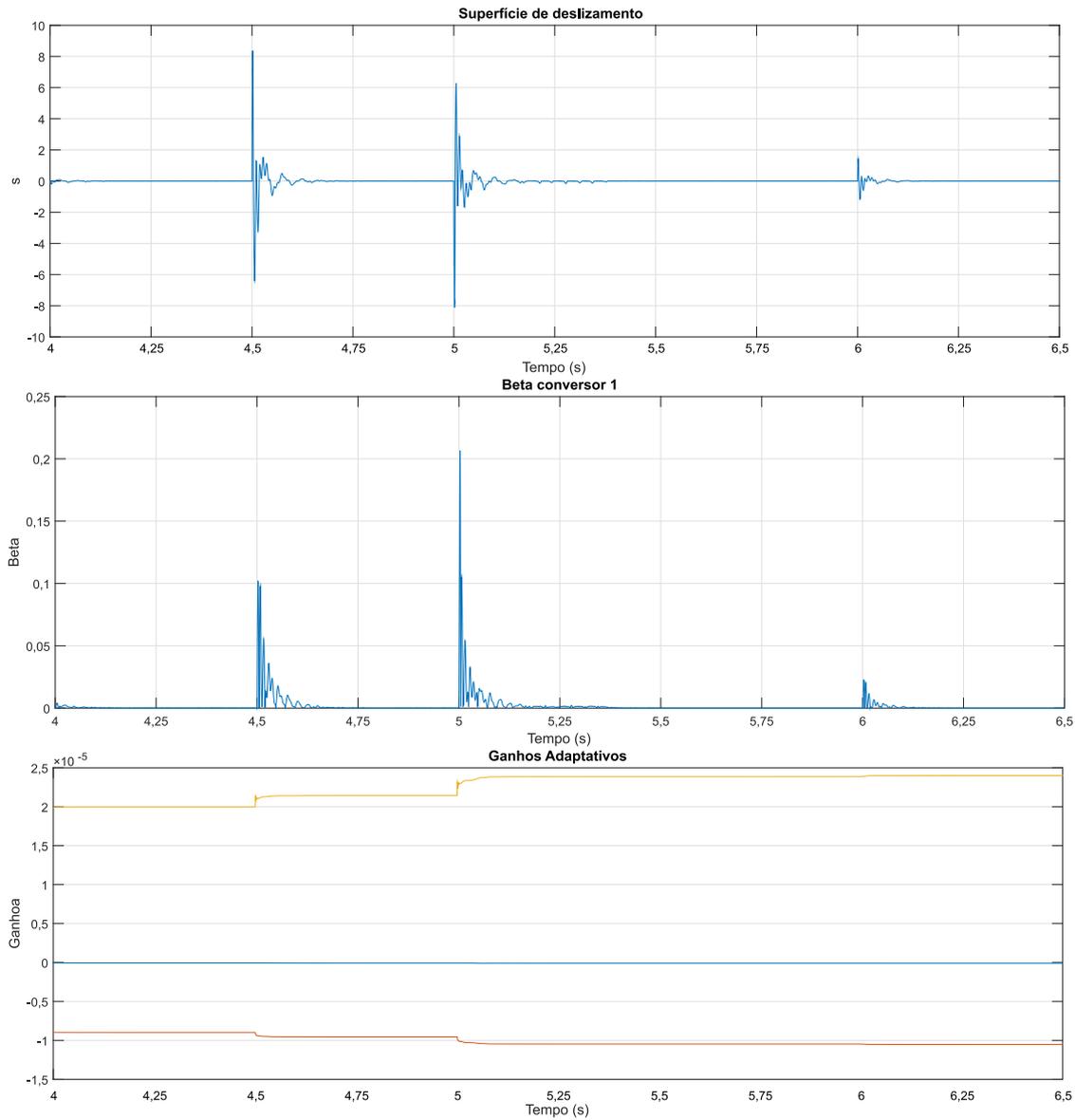


Figura 67 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 1 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.

A Figura 68 apresenta os detalhes de potência ativa e reativa durante a variação da tensão da rede e ilhamento no conversor 2.

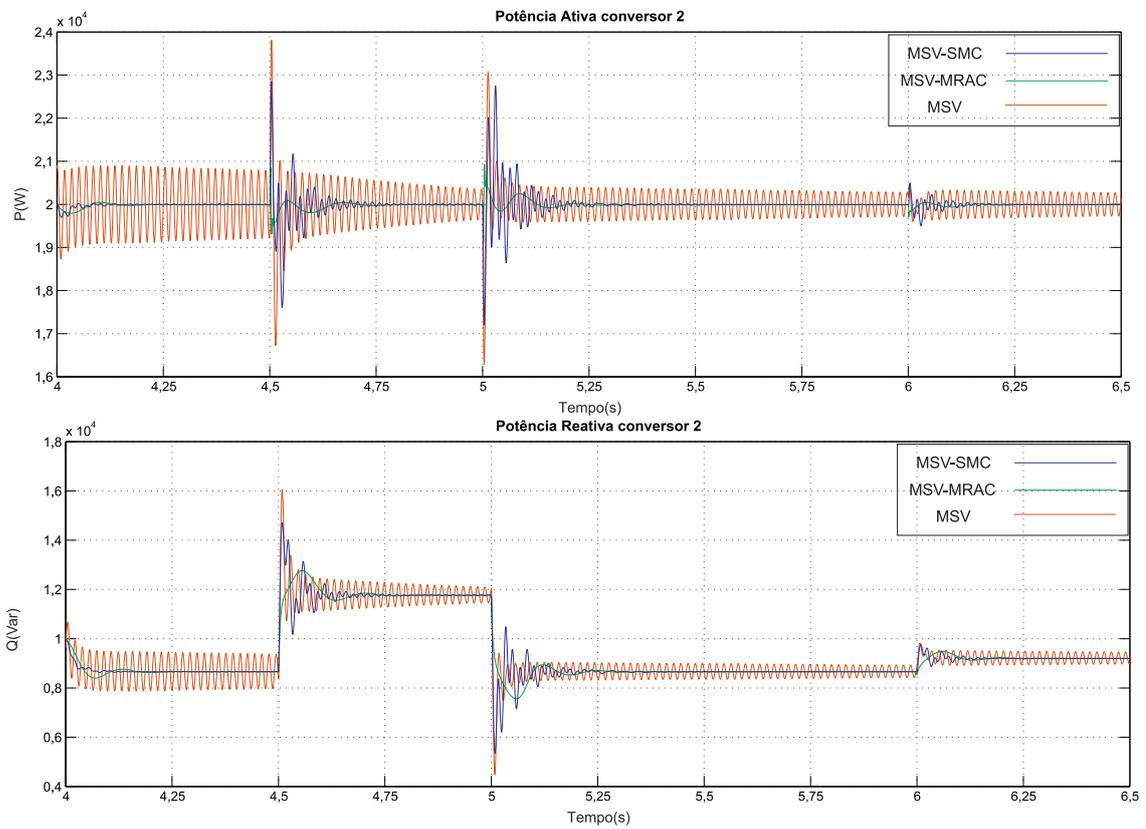


Figura 68 – Detalhe da Potência Ativa e Reativa do conversor 2 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.

A Figura 69 apresenta os detalhes das grandezas elétricas durante a variação da tensão da rede e ilhamento no conversor 2.

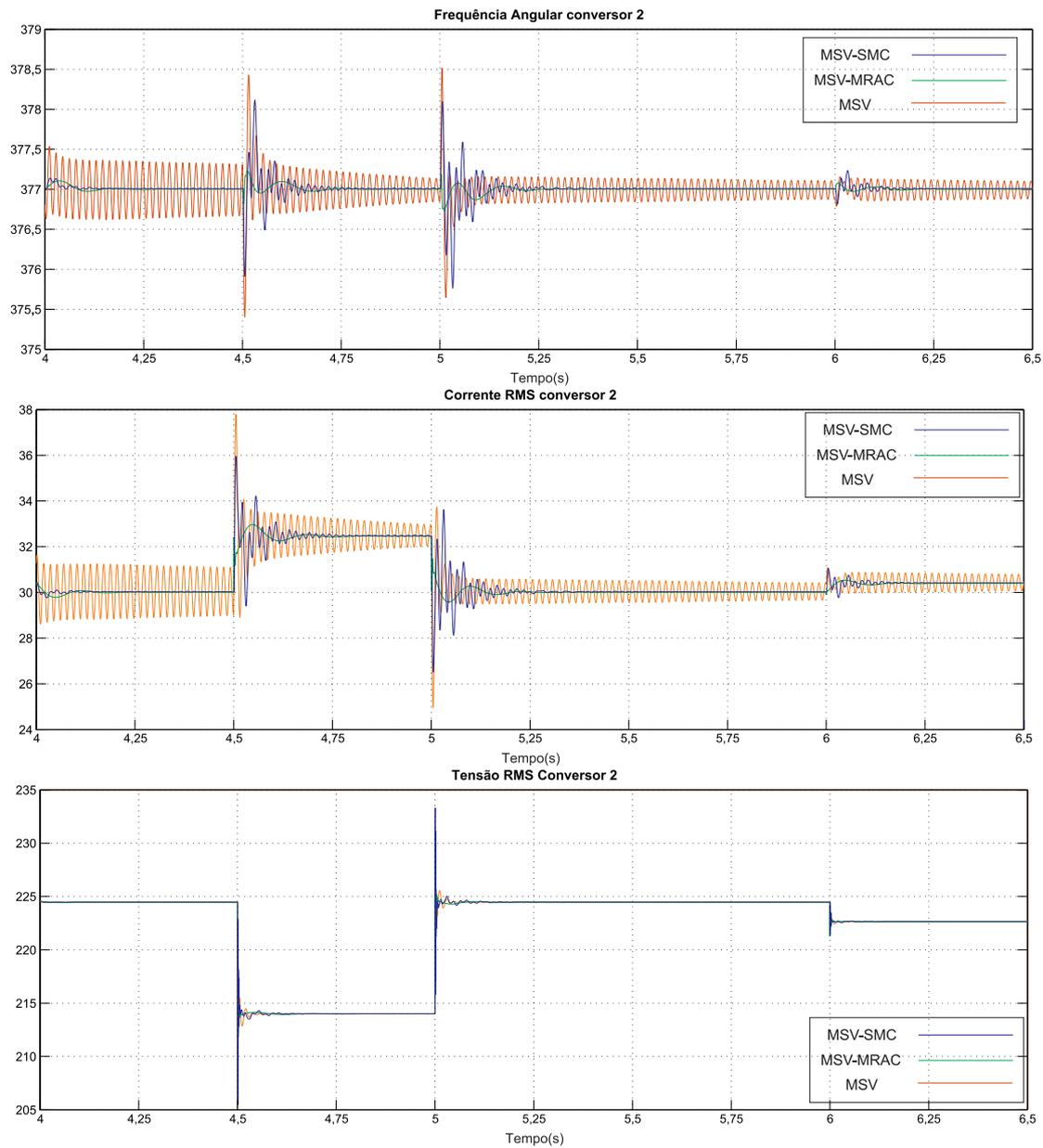


Figura 69 – Grandezas elétricas do conversor 2 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.

A Figura 70 apresenta os detalhes das grandezas de controle durante a variação da tensão da rede e ilhamento no conversor 2. .

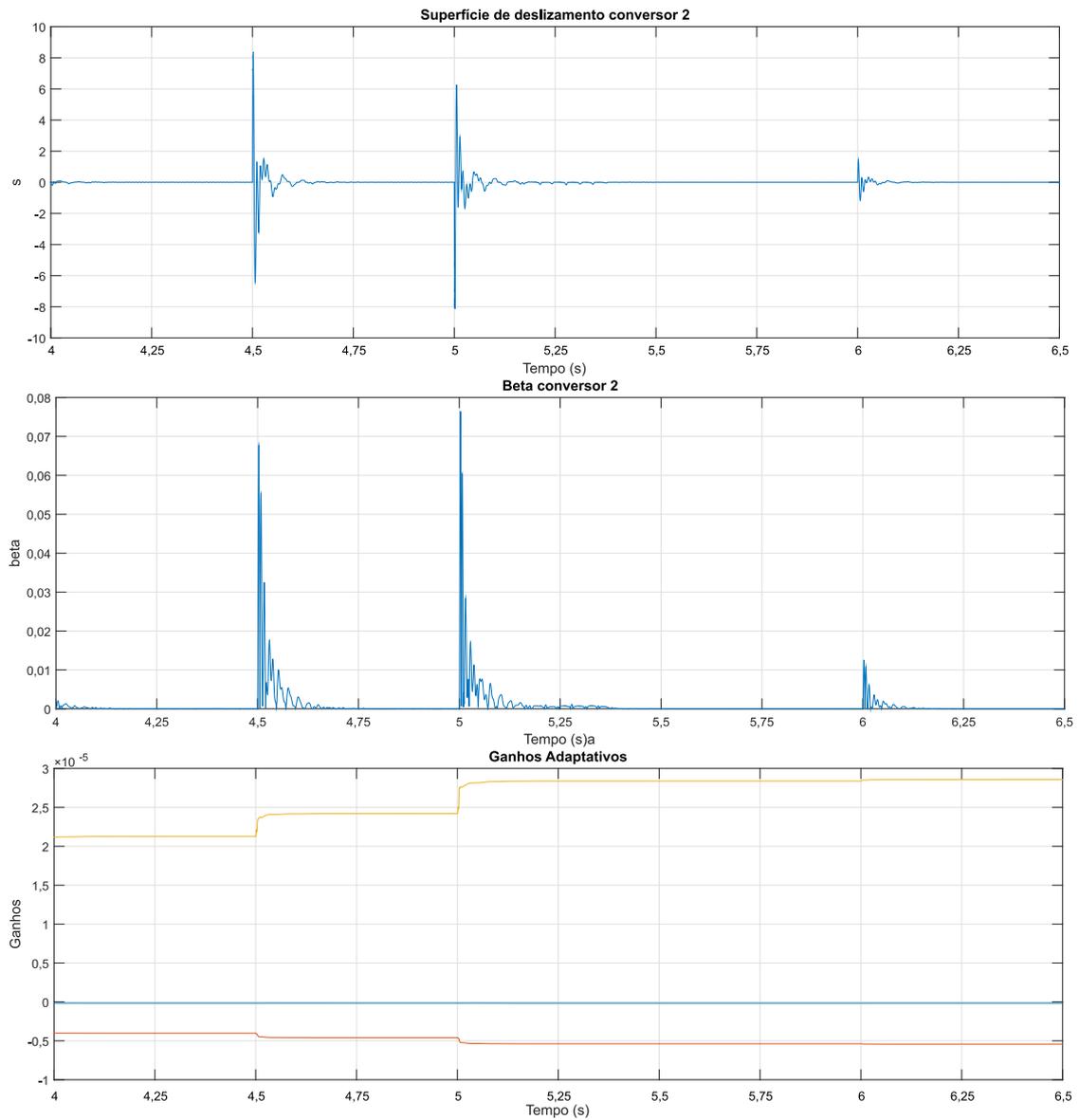


Figura 70 – Detalhe das grandezas de controle do conversor 1 durante a variação da tensão da rede e ilhamento.

6 Conclusão

Este trabalho teve como principal intuito o estudo da nova concepção de controladores que buscam reproduzir o comportamento dinâmico das máquinas síncronas. Embora hajam limitações à determinadas situações, são técnicas relativamente recentes e com grande potencial a serem explorados.

Este trabalho teve inspiração baseada em uma abordagem clássica de controle para estabilizadores de sistema de potência para aplicação em máquinas síncronas convencionais, fazendo uso das técnicas SMC e MRAC. Uma das grandes diferenças entre a concepção de estabilizadores para máquinas convencionais e as MSVs é o tempo de resposta do sistema, uma vez que as dinâmicas dos conversores eletrônicos é muito mais rápida que em uma MS. Este fato levou a uma mudança elevada na constante de tempo do filtro washout, responsável pela extração das variações dos sinais em torno do seu ponto de equilíbrio em regime permanente, deixando-o com uma dinâmica muito mais rápida que os filtros utilizados para estabilização de máquinas síncronas convencionais.

No Capítulo 3 foi apresentada a modelagem matemática da máquina síncrona virtual com o objetivo de obter um modelo em espaço de estados onde fosse possível implementar uma abordagem clássica de controladores. O modelo utilizado para o projeto dos controladores possui pequenas diferenças com relação ao modelo apresentado na modelagem da MSV original, como a inserção de uma torque de sincronização através da variação do ângulo de carga e alteração da malha que gera o fluxo virtual, onde é adicionado o filtro e o sinal suplementar estabilizante.

No Capítulo 4 foram desenvolvidos dois controladores visando melhorar a estabilidade da MSV. Devido às não linearidades presentes no modelo, a escolha dos controladores a serem utilizados foi um dos fatores críticos deste trabalho, pois existem elevadas interações entre as malhas de controle presentes na MSV.

• Controlador por Modos Deslizantes

A escolha do controlador por Modos Deslizantes foi devida ao fato dela possuir elevada eficiência para tratar de sistemas com incertezas de parâmetros, capacidade de rejeição à dinâmicas não modeladas e não lineares. Embora seu desempenho não tenha sido tão evidente, em alguns casos foi possível observar melhoras na estabilização dos sinais. Um dos fatores que devem ser averiguados é a ação do efeito *chattering* que acontece quando o sistema entra em regime permanente e a superfície de deslizamento passa a chavear em torno de zero, efeito bem conhecido e característico do controlador.

Os resultados apresentados no Capítulo 5 demonstram que esta técnica é capaz

de reduzir satisfatoriamente as oscilações presentes no sistema. Observa-se que para o caso de um conversor conectado à rede, este controlador demonstrou pouca eficácia na estabilização de oscilações causadas por variações de frequência e tensão. Entretanto, esta técnica mostrou-se muito eficaz para a estabilização de variações de cargas no sistema.

Já para o caso de conversores conectados em paralelo, nota-se que o SMC possui grande capacidade de estabilizar as oscilações causadas pela interação entre os conversores. Embora possua uma resposta ligeiramente oscilatória, conclui-se que esta técnica é capaz de melhorar consideravelmente a estabilidade do sistema frente à diversas situações como variação de frequência, tensão e cargas.

• Controlador Adaptativo por Modelo de Referência

A técnica de controle adaptativa para fins de estabilização foi motivada pela sua inerente capacidade de lidar com incertezas paramétricas do sistema. É uma técnica de controle que não possui em geral uma resposta dinâmica tão rápida quanto controladores não-lineares, mas supera os controladores clássicos neste quesito.

No caso de um conversor conectado à rede, nota-se que o MRAC possui capacidade de estabilização para variações de frequência embora deixe o sistema com uma resposta mais lenta. Já para variações de tensão e cargas, o MRAC demonstrou muita efetividade, melhorando substancialmente a estabilidade frente aos distúrbios.

No sistema com dois conversores operando em paralelo, o MRAC demonstrou ser capaz de melhorar a estabilidade do sistema frente aos distúrbios. Novamente o MRAC demonstrou uma melhor estabilização frente aos distúrbios de tensão.

6.1 Sugestão de Trabalhos Futuros

As máquinas síncronas virtuais são uma nova abordagem de controladores para conversores eletrônicos conectados à rede elétrica. Suas características benéficas ao sistema de potência a tornam uma importante linha de pesquisa. Algumas considerações sobre trabalhos futuros podem ser feitas:

- Inclusão do modelo do filtro washout no projeto dos controladores é um importante quesito a ser analisado.
- Investigação da capacidade de utilizar a máquina síncrona virtual sendo alimentada por um barramento CC contendo fontes alternativas de energia é um dos principais tópicos a serem estudados para integração de fontes ao sistema elétrico. Isso implicaria na necessidade de inclusão do modelo do barramento CC no controle, fato desconsiderado no trabalho atual.
- Análise de outras técnicas de controle não lineares com função estabilizadora.

- Implementação de uma malha de controle de corrente buscando evitar sobrecorrentes causados por distúrbios.

Referências

ALBU, M. et al. The measurement layer of the virtual synchronous generator operation in the field test. In: *Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2011 IEEE International Workshop on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 85–89. Citado na página 37.

ALBU, M. et al. Measurement and remote monitoring for virtual synchronous generator design. In: *Applied Measurements For Power Systems (AMPS), 2010 IEEE International Workshop on*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 7–11. Citado na página 37.

ALIPOOR, J.; MIURA, Y.; ISE, T. Distributed generation grid integration using virtual synchronous generator with adoptive virtual inertia. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2013 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 4546–4552. Citado na página 44.

ALIPOOR, J.; MIURA, Y.; ISE, T. Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia. *Emerging and Selected Topics in Power Electronics, IEEE Journal of*, v. 3, n. 2, p. 451–458, June 2015. ISSN 2168-6777. Citado na página 44.

ASHABANI, M.; MOHAMED, Y.-R. Integrating vses to weak grids by nonlinear power damping controller with self-synchronization capability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 29, n. 2, p. 805–814, March 2014. ISSN 0885-8950. Citado na página 45.

ASHABANI, M.; MOHAMED, Y.-R. Novel comprehensive control framework for incorporating vses to smart power grids using bidirectional synchronous-vsc. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 29, n. 2, p. 943–957, March 2014. ISSN 0885-8950. Citado na página 45.

ASHABANI, S.; MOHAMED, Y. A flexible control strategy for grid-connected and islanded microgrids with enhanced stability using nonlinear microgrid stabilizer. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, v. 3, n. 3, p. 1291–1301, Sept 2012. ISSN 1949-3053. Citado 3 vezes nas páginas 11, 45 e 46.

ASHABANI, S.; MOHAMED, Y.-R. New family of microgrid control and management strategies in smart distribution grids x2014;analysis, comparison and testing. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 29, n. 5, p. 2257–2269, Sept 2014. ISSN 0885-8950. Citado na página 45.

ASHABANI, S. M. *Universal Control and Management Strategies for Micro-Grid-Based Smart Grids Using Synchronous Converters*. Tese (Doutorado) — University of Alberta. Citado na página 45.

BANDAL, V.; BANDYOPADHYAY, B.; KULKARNI, A. M. Decentralized sliding mode control technique based power system stabilizer (pss) for multimachine power system. In: *Control Applications, 2005. CCA 2005. Proceedings of 2005 IEEE Conference on*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 55–60. Citado na página 117.

- BECK, H.-P.; HESSE, R. Virtual synchronous machine. In: *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- BEVRANI, H.; ISE, T.; MIURA, Y. Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. *International Journal of Electrical Power e Energy Systems*, v. 54, p. 244 – 254, 2014. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513003062>>. Citado 5 vezes nas páginas 22, 30, 32, 33 e 35.
- BLAABJERG, F. et al. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 53, n. 5, p. 1398–1409, Oct 2006. ISSN 0278-0046. Citado na página 31.
- CHANDORKAR, M. C.; DIVAN, D. M.; ADAPA, R. Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 29, n. 1, p. 136–143, Jan 1993. ISSN 0093-9994. Citado 2 vezes nas páginas 126 e 127.
- CHEN, J.-F.; CHU, C.-L. Combination voltage-controlled and current-controlled pwm inverters for ups parallel operation. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 5, p. 547–558, Sep 1995. ISSN 0885-8993. Citado na página 124.
- CHEN, Y. et al. Improving the grid power quality using virtual synchronous machines. In: *Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2011 International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6. ISSN 2155-5516. Citado na página 36.
- CHEN, Y. et al. Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6. Citado na página 37.
- CHEN, Y. et al. Investigation of the virtual synchronous machine in the island mode. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6. ISSN 2165-4816. Citado na página 36.
- CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. Microgrids and active distribution networks. *IET*, v. 6, 2009. Citado na página 29.
- CVETKOVIC, I. et al. Modeling of a virtual synchronous machine-based grid-interface converter for renewable energy systems integration. In: *Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2014 IEEE 15th Workshop on*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–7. Citado 3 vezes nas páginas 11, 44 e 45.
- D'ARCO, S.; SUUL, J.; FOSSO, O. Control system tuning and stability analysis of virtual synchronous machines. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2013 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 2664–2671. Citado na página 41.
- D'ARCO, S.; SUUL, J. A. Virtual synchronous machines: Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. In: *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–7. Citado 5 vezes nas páginas 11, 21, 33, 35 e 42.

D'ARCO, S.; SUUL, J. A. Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 1, p. 394–395, Jan 2014. ISSN 1949-3053. Citado na página 42.

D'ARCO, S.; SUUL, J. A. A synchronization controller for grid reconnection of islanded virtual synchronous machines. In: *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2015 IEEE 6th International Symposium on*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–8. Citado na página 42.

D'ARCO, S.; SUUL, J. A.; FOSSO, O. B. Small-signal modeling and parametric sensitivity of a virtual synchronous machine in islanded operation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 72, p. 3 – 15, 2015. ISSN 0142-0615. The Special Issue for 18th Power Systems Computation Conference. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515000885>>. Citado na página 42.

D'ARCO, S.; SUUL, J. A.; FOSSO, O. B. A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smartgrids. *Electric Power Systems Research*, v. 122, p. 180 – 197, 2015. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615000024>>. Citado na página 42.

DRIESEN, J.; VISSCHER, K. Virtual synchronous generators. In: *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–3. ISSN 1932-5517. Citado na página 37.

DU, Y. et al. Modeling, analysis, and design of a frequency-droop-based virtual synchronous generator for microgrid applications. In: *ECCE Asia Downunder (ECCE Asia), 2013 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 643–649. Citado 3 vezes nas páginas 11, 42 e 43.

ȘERBAN, I.; MARINESCU, C. Frequency control issues in microgrids with renewable energy sources. In: *Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), 2011 7th International Symposium on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6. ISSN 2068-7966. Citado na página 33.

FANG, T. et al. An improved distributed control strategy for parallel inverters. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 3500–3505. ISSN 0275-9306. Citado na página 124.

FRAILE-ARDANUY, J.; ZUFIRIA, P. Design and comparison of adaptive power system stabilizers based on neural fuzzy networks and genetic algorithms. *Neurocomputing*, v. 70, n. 16–18, p. 2902 – 2912, 2007. ISSN 0925-2312. Neural Network Applications in Electrical Engineering Selected papers from the 3rd International Work-Conference on Artificial Neural Networks (IWANN 2005) 3rd International Work-Conference on Artificial Neural Networks (IWANN 2005). Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925231207001658>>. Citado na página 117.

GAO, C. et al. A redundant parallel control strategy of multiple pcs (power conversion system) for microgrid in islanded operation. In: *Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 3147–3151. Citado na página 124.

- GAO, F.; IRAVANI, M. A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 23, n. 2, p. 850–859, April 2008. ISSN 0885-8977. Citado 3 vezes nas páginas 11, 38 e 39.
- GUERRERO, J. M. et al. Distributed generation: Toward a new energy paradigm. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, v. 4, n. 1, p. 52–64, March 2010. ISSN 1932-4529. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.
- HIRASE, Y. et al. A grid connected inverter with virtual synchronous generator model of algebraic type. *IEEE Transactions on Power and Energy*, v. 132, p. 371–380, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 11, 43 e 44.
- HIRASE, Y. et al. Effects of suppressing frequency fluctuations by parallel operation of virtual synchronous generator in microgrids. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 3694–3701. Citado na página 43.
- HOROWITZ, S.; PHADKE, A.; RENZ, B. The future of power transmission. *Power and Energy Magazine, IEEE*, v. 8, n. 2, p. 34–40, March 2010. ISSN 1540-7977. Citado na página 28.
- KARAPANOS, V.; HAAN, S. de; ZWETSLOOT, K. Real time simulation of a power system with vsg hardware in the loop. In: *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 3748–3754. ISSN 1553-572X. Citado na página 37.
- KARAPANOS, V.; HAAN, S. de; ZWETSLOOT, K. Testing a virtual synchronous generator in a real time simulated power system. In: *Proc. Int. Conf. on Power Systems Transients (IPST)*. [S.l.: s.n.], 2011. Citado na página 37.
- KARAPANOS, V. et al. A control algorithm for the coordination of multiple virtual synchronous generator units. In: *Proceedings of the IEEE Powertech conference, June*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 19–23. Citado na página 38.
- KATIRAEI, F. et al. Microgrids management. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 6, n. 3, p. 54–65, May 2008. ISSN 1540-7977. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- KONSTANTOPOULOS, G. C. et al. Boundedness of synchronverters. In: *Control Conference (ECC), 2015 European*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1050–1055. Citado na página 40.
- KRAUSE, P. C. et al. *Analysis of electric machinery and drive systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. v. 75. Citado na página 47.
- KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7. Citado 8 vezes nas páginas 33, 34, 47, 111, 112, 114, 116 e 120.
- LARSEN, E. V.; SWANN, D. A. Applying power system stabilizers part i: General concepts. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100, n. 6, p. 3017–3024, June 1981. ISSN 0018-9510. Citado na página 115.
- LARSEN, E. V.; SWANN, D. A. Applying power system stabilizers part ii: Performance objectives and tuning concepts. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100, n. 6, p. 3025–3033, June 1981. ISSN 0018-9510. Citado na página 115.

- LARSEN, E. V.; SWANN, D. A. Applying power system stabilizers part iii: Practical considerations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100, n. 6, p. 3034–3046, June 1981. ISSN 0018-9510. Citado na página 116.
- LASSETER, R. et al. White paper on integration of distributed energy resources—the microgrid concept. *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) April*, Apr 2002. Citado na página 32.
- LAZZARIN, T. B. *Paralelismo de inversores de Tensão*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina. Citado na página 123.
- LIU, J. et al. Enhanced virtual synchronous generator control for parallel inverters in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, PP, n. 99, p. 1–10, 2016. ISSN 1949-3053. Citado na página 44.
- LIU, J.; MIURA, Y.; ISE, T. Dynamic characteristics and stability comparisons between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators. In: *Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE-ASIA), 2014 International*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1536–1543. Citado na página 43.
- LIU, J.; MIURA, Y.; ISE, T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 31, n. 5, p. 3600–3611, May 2016. ISSN 0885-8993. Citado na página 44.
- LLARIA, A. et al. Survey on microgrids: unplanned islanding and related inverter control techniques. *Renewable energy*, Elsevier, v. 36, n. 8, p. 2052–2061, 2011. Citado na página 31.
- LOIX, T. et al. Layout and performance of the power electronic converter platform for the vsync project. In: *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–8. Citado na página 37.
- LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 916–924, May 2006. ISSN 0885-8950. Citado na página 32.
- MA, Z. *Synchronverter-based control for wind power*. Tese (Doutorado) — © Zhenyu Ma, 2012. Citado na página 40.
- MACHOWSKI, J.; BIALEK, J.; BUMBY, J. *Power system dynamics: stability and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 111 e 115.
- PEI, Y. et al. Auto-master-slave control technique of parallel inverters in distributed ac power systems and ups. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 3, p. 2050–2053 Vol.3. ISSN 0275-9306. Citado na página 124.
- PELCZAR, C. *Mobile Virtual Synchronous Machine for Vehicle-to-Grid Applications*. Tese (Doutorado) — Faculty of Mathematics, Computer Science and Mechanical Engineering; Clausthal University of Technology, 2012. Citado na página 36.

- PLANAS, E. et al. General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 17, p. 147 – 159, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112005333>>. Citado 2 vezes nas páginas 126 e 127.
- REMON, D. et al. An active power self-synchronizing controller for grid-connected converters emulating inertia. In: *Renewable Energy Research and Application (ICRERA), 2014 International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 424–429. Citado na página 41.
- REMON, D. et al. Equivalent model of a synchronous pv power plant. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 47–53. Citado na página 41.
- REMON, D. et al. Synchronous pv support to an isolated power system. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1982–1987. Citado na página 41.
- REMON, D. et al. Aggregated model of a distributed pv plant using the synchronous power controller. In: *Industrial Electronics (ISIE), 2015 IEEE 24th International Symposium on*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 654–659. Citado na página 41.
- REZA, M. *Stability Analysis of Transmission System with High Penetration of Distributed Generation*. Tese (Doutorado) — TU Delft, Delft University of Technology, 2006. Citado na página 27.
- RIBEIRO, P. E. M. J. *Controle do Paralelismo de Inversores em Sistemas de Micro-Redes para Variados Pontos de Operação*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Mato Grosso do Sul. Citado na página 124.
- RIBEIRO, P. F. et al. Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the IEEE*, v. 89, n. 12, p. 1744–1756, Dec 2001. ISSN 0018-9219. Citado na página 29.
- RODRIGUEZ, P.; CANDELA, I.; LUNA, A. Control of pv generation systems using the synchronous power controller. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2013 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 993–998. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 41.
- ROY, T. K. et al. Nonlinear adaptive excitation controller design for multimachine power systems. In: *Power Energy Society General Meeting, 2015 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5. Citado na página 117.
- SABORÍO-ROMANO, O. *Small-signal modelling and stability analysis of a traditional generation unit and a virtual synchronous machine in grid-connected operation*. Tese (Doutorado) — TU Delft, Delft University of Technology, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 42.
- SAKIMOTO, K.; MIURA, Y.; ISE, T. Stabilization of a power system with a distributed generator by a virtual synchronous generator function. In: *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1498–1505. ISSN 2150-6078. Citado 3 vezes nas páginas 11, 43 e 44.

- SAKIMOTO, K.; MIURA, Y.; ISE, T. Stabilization of a power system with a distributed generator by a virtual synchronous generator function. In: *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1498–1505. ISSN 2150-6078. Citado na página 43.
- SHINTAI, T.; MIURA, Y.; ISE, T. Reactive power control for load sharing with virtual synchronous generator control. In: *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2012 7th International*. [S.l.: s.n.], 2012. v. 2, p. 846–853. Citado na página 43.
- STEVENSON, W. D. *Elements of power system analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1982. v. 196. Citado 4 vezes nas páginas 26, 33, 34 e 111.
- SUUL, J. A.; D'ARCO, S.; GUIDI, G. Virtual synchronous machine-based control of a single-phase bi-directional battery charger for providing vehicle-to-grid services. In: *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia), 2015 9th International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 742–749. Citado na página 42.
- TAN, X.; LI, Q.; WANG, H. Advances and trends of energy storage technology in microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 44, n. 1, p. 179–191, 2013. Citado na página 29.
- THONG, V. V. et al. Virtual synchronous generator: Laboratory scale results and field demonstration. In: *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6. Citado na página 37.
- VAN, T. et al. Virtual synchronous generator: An element of future grids. In: *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7. Citado na página 37.
- VISSCHER, K.; HAAN, S. de. Virtual synchronous machines (vsg x2019;s) for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation. In: *SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–4. ISSN 0537-9989. Citado na página 37.
- WESENBEECK, M. van et al. Grid tied converter with virtual kinetic storage. In: *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 37.
- ZAMORA, R.; SRIVASTAVA, A. K. Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7, p. 2009 – 2018, 2010. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110000742>>. Citado na página 32.
- ZHANG, C. hua et al. An improved synchronverter model and its dynamic behaviour comparison with synchronous generator. In: *Renewable Power Generation Conference (RPG 2013), 2nd IET*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–4. Citado na página 40.
- ZHONG, Q.-C.; HORNIK, T. *Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration*. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2012. v. 1. Citado 3 vezes nas páginas 47, 49 e 52.

ZHONG, Q.-C. et al. Grid-friendly wind power systems based on the synchronverter technology. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 89, p. 719–726, 2015. Citado na página 40.

ZHONG, Q. C. et al. Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 29, n. 2, p. 617–630, Feb 2014. ISSN 0885-8993. Citado na página 40.

ZHONG, Q. C.; WEISS, G. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 4, p. 1259–1267, April 2011. ISSN 0278-0046. Citado na página 39.

Anexos

ANEXO A – Estabilidade Sistemas de Potência

A estabilidade do Sistema de Potência pode ser definida como a capacidade do sistema elétrico de potência de recuperar o equilíbrio operacional após ocorrência de determinados distúrbios (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Instabilidade em um sistema de potência pode ser manifestado de diferentes formas, dependendo da configuração do sistema e do modo de operação. Desde que os sistemas de potência sejam baseados em máquinas síncronas para geração de energia elétrica, são necessárias condições para operação satisfatória em que todas máquinas síncronas permaneçam em sincronismo. Este aspecto da estabilidade é influenciada pelas dinâmicas do gerador e relações entre potência e ângulo.

Os sistemas de potência estão sujeitos a diversas fontes de distúrbios. Pequenos distúrbios como variações de carga ocorrem constantemente fazendo com que o sistema de potência deva operar satisfatoriamente enquanto se adapta as novas condições. Podem ocorrer grandes distúrbios como a saída de uma grande unidade geradora do sistema ou um curto circuito na linha de transmissão. Tais distúrbios podem causar mudanças estruturais através de desconexões deliberadas visando manter a maior parte do sistema em operação.

As variáveis medidas ou calculadas, como magnitude e ângulo de fase da tensão em cada barramento e a potência ativa/reactiva fluindo em cada linha descrevem a condição de operação do sistema de potência. Se forem constantes no tempo, o sistema estará em regime permanente. Quando este estado de regime permanente é sujeito a mudanças repentinas então o sistema sofre de um distúrbio de seu regime permanente (STEVENSON, 1982).

Dependendo da origem e magnitude, podem existir pequenos e grandes distúrbios. Para pequenos distúrbios, uma mudança na condição de regime permanente pode ser analisada através do uso de equações linearizadas que representem as dinâmicas desejadas do sistema. Pequenas variações na carga e geração são alguns exemplos. Distúrbios como faltas no sistema de transmissão, grandes e repentinas mudanças de carga no sistema, perda de grandes unidades de geração são exemplos de grandes distúrbios. Nestes casos, a dinâmica linearizada não são adequadas para a análise de estabilidade do sistema de potência (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2011).

Pode-se distinguir três tipos de instabilidades associadas com os parâmetros que são mais afetados pelo distúrbio: ângulo do rotor, tensão e frequência.

Ainda, a estabilidade do sistema de potência pode ser classificada baseado no período de tempo em que acontece a mudança de estado, podendo ser de curto período (segundos) ou longo período (minutos). A estabilidade dos sistemas de potência podem ser classificadas em diferentes categorias como pode ser visto no diagrama ilustrado na Figura 71.

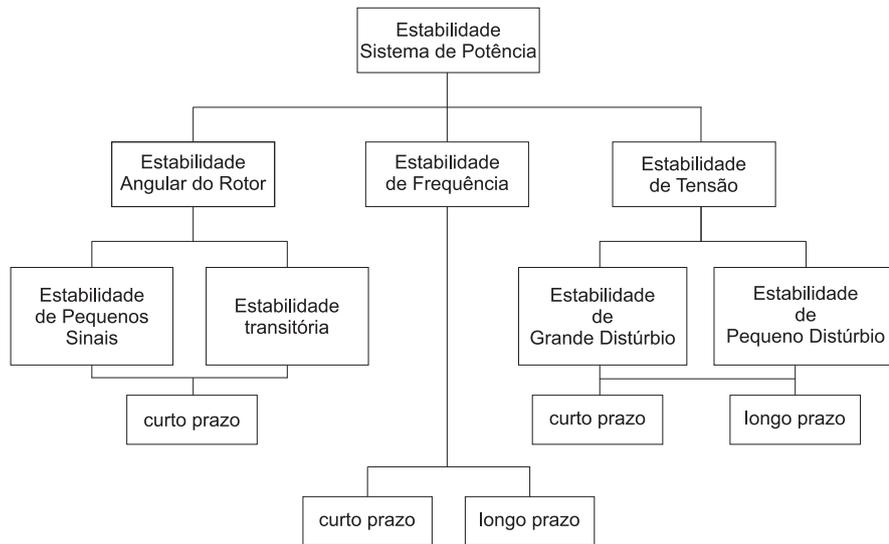


Figura 71 – Classificação da estabilidade do sistema de potência.
Fonte: Adaptado de (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994)

A.1 Equação da Oscilação e a Estabilidade angular do rotor

Estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas. O mecanismo pelo qual as máquinas síncronas interconectadas mantém sincronismos entre si é através das forças de recuperação que agem sempre que houver forças causando aceleração ou desaceleração de uma ou mais máquinas em relação a outras máquinas (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). Em condição de regime permanente, há equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque elétrico de saída de cada máquina, e a velocidade permanece constante. Se o sistema é perturbado, esse equilíbrio diminui, resultando em aceleração ou desaceleração do rotor das máquinas de acordo com as leis do movimento de um corpo girante. Se um gerador acelera temporariamente em relação a outro, a posição angular do rotor desta máquina em relação com outra máquina mais lenta irá se adiantar. A diferença angular resultante transfere parte da carga da máquina mais lenta para a máquina mais acelerada, dependendo da relação entre potência e ângulo. Isso faz com que haja uma tendência de diminuir a diferença de ângulo e velocidade.

A equação da inércia rotacional é uma das bases da análise de estabilidade do sistema de potência. Sendo a Equação da Oscilação referente a parte mecânica da máquina

síncrona:

$$J \frac{d\omega_v}{dt} = T_m - T_e - K_d(\omega_s - \omega) \quad (\text{A.1})$$

onde:

J = Momento de inércia

T_m = Torque mecânico

T_e = Torque eletromagnético

K_d = Coeficiente de amortecimento

ω = Velocidade angular da máquina

ω_s = Velocidade angular síncrona

Em regime permanente, $\omega = \omega_s$, portanto $K_d(\omega_s - \omega) = 0$.

O torque mecânico possui constantes de tempo mais elevadas devido a lenta resposta da máquina primária, ou seja, a variação de torque mecânico é relativamente lenta. Já o torque eletromagnético possui uma rápida resposta dinâmica quando sujeito a variações na rede de transmissão. Portanto, devido a distúrbios externos, se $T_e < T_m$ o rotor irá acelerar, se $T_e > T_m$ o rotor irá desacelerar.

A taxa de variação da velocidade do rotor é dependente de J , momento de inércia das partes rotativas da máquina. Esse efeito ocorre devido à existência de energia cinética armazenada na massa girante durante a operação em regime permanente. Durante distúrbios, essa energia cinética é absorvida pelo sistema diminuindo os desvios da velocidade síncrona.

A.2 Estabilidade de frequência

Estabilidade de frequência é relacionada com a capacidade do sistema de potência manter uma frequência em regime permanente dentro de uma faixa nominal de operação mesmo após um distúrbio severo. A estabilidade depende do sistema conseguir restaurar o balanço de potência entre carga e geração. A instabilidade pode resultar em desligamento de geradores, sobrecarga nas linhas e ainda, causar a divisão do sistema em subsistemas.

A habilidade do sistema em manter o balanço entre geração e carga está associada à capacidade do mesmo em manter ou atingir um novo ponto de equilíbrio com uma perda mínima de carga de forma involuntária.

A instabilidade de frequência é caracterizada pela oscilação sustentada da frequência, o que resulta na saída de operação de unidades geradoras e/ou corte de carga. Os impactos severos, considerados nestes estudos, geralmente resultam em grandes excursões

de frequência, de tensão, de fluxos de potência e de outras variáveis do sistema. Isto implica a ação de elementos de controle e proteção que não são normalmente modelados nos estudos de estabilidade transitória e de tensão. As dinâmicas destes elementos são bastante lentas como, por exemplo, as caldeiras e os sistemas de proteção Voltz/Hertz que só atuam em condições extremas.

Em um grande sistema interligado, impactos mais severos podem resultar em situações de ilhamento. Neste caso a condição de estabilidade refere-se à capacidade de cada um dos sistemas ilhados atingir um estado de operação equilibrado com a menor perda possível de carga. Este novo estado é determinado pela resposta global do sistema e evidenciado pela nova frequência de operação.

De forma geral, os problemas de estabilidade de frequência estão associados a respostas inadequadas de equipamentos, como coordenação precária dos sistemas de controle e proteção ou a uma reserva de geração insuficiente.

Em um sistema ilhado a estabilidade de frequência pode ser associada a qualquer distúrbio que resulte em uma perda significativa de carga e/ou geração (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994)

A.3 Estabilidade da Tensão

A habilidade de um sistema de potência de manter tensões de todos barramentos aceitáveis sob condições normais de operação e após sujeito a distúrbios é estudada na estabilidade da tensão. Esta habilidade é determinada pela capacidade de sustentar ou recuperar o equilíbrio entre a potência gerada e a demandada.

Instabilidade da tensão ocorre geralmente junto com a instabilidade do ângulo do rotor. Um podendo resultar no outro, tornando difícil diferenciá-los.

Um sistema entra em instabilidade quando um distúrbio, aumento de carga ou mudança nas condições do sistema causa uma progressiva queda na amplitude da tensão. O principal fator causador de instabilidade é a incapacidade do sistema de prever a demanda de potência reativa. A raiz do problema é geralmente a queda de tensão causada quando potência ativa e reativa fluem através de reatâncias indutivas associadas com a rede de transmissão (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

A.4 Estabilizadores Sistemas de Potência - PSS

Os estabilizadores de sistemas de potência (*do inglês Power System Stabilizer-PSS*) são dispositivos que fornecem malhas de controle suplementar adicional ao sistema de controle convencional de um sistema de geração de energia. Os estabilizadores usam sinais

auxiliares para controlar o sistema de excitação das máquinas síncronas interligadas no sistema de potência.

A adição deste sinal complementar é uma das formas mais comuns de garantir estabilidade de pequenos sinais (regime permanente) e estabilidade de grandes sinais (transientes) (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2011). Eles são representados por uma malha de controle adicional inserida na referência de tensão do regulador de automático tensão (*Automatic Voltage Regulator - AVR*) com a função de introduzir amortecimento adicional nas oscilações de um sistema elétrico de potência.

O estabilizador deve produzir uma parcela de conjugado elétrico em fase com a variação de velocidade do rotor, sendo que esta variação é um sinal lógico utilizado para controle da excitação do gerador, estabelecendo assim o amortecimento da parcela de conjugado.

Em (LARSEN; SWANN, 1981a), os autores apresentam uma análise detalhada da atuação, dos efeitos, das aplicações e dos tipos de estabilizadores de sistemas de potência. As oscilações pouco amortecidas acabam por limitar a capacidade de transmissão dos sistemas elétricos de potência. Desta forma, a atuação dos estabilizadores resulta na recuperação da capacidade de transmissão do sistema, melhorando a estabilidade do mesmo.

Geralmente, o amortecimento adicional é requerido em sistemas de potência sob condições de transmissão fracas e com carga pesada, para sistemas que possuem linhas de transmissões longas, ou seja, gerações remotas, ou ainda em sistemas adequados de transmissão, porém sob condições de contingências como saídas de linhas, perda de geração e outras.

A atuação do PSS é mais eficaz em situações que requerem estabilidade de regime permanente, a pequenos impactos, uma vez que, para condições que requerem estabilidade transitória, o PSS pode atuar de maneira negativa para a estabilidade do sistema.

O PSS promove amortecimento das oscilações em sistemas, nos quais as unidades geradoras remotas estão conectadas por sistemas de transmissão relativamente fracos. Isto significa que sua atuação é mais eficiente em modos de oscilações locais, com frequências naturais de oscilação da ordem de 0,8 a 1,8 Hz. Porém o mesmo deve ser ajustado para atuar de forma adequada também para os modos de oscilação entre máquinas da mesma instalação geradora (modo intra-planta), de frequência da ordem de 1,5 a 2,5 Hz, assim como para os modos de oscilações entre áreas de um sistema (modo inter-área), de frequência entre 0,1 a 1 Hz. Assegurando uma operação adequada em diversas situações de contingência às quais o sistema pode se submeter (LARSEN; SWANN, 1981b).

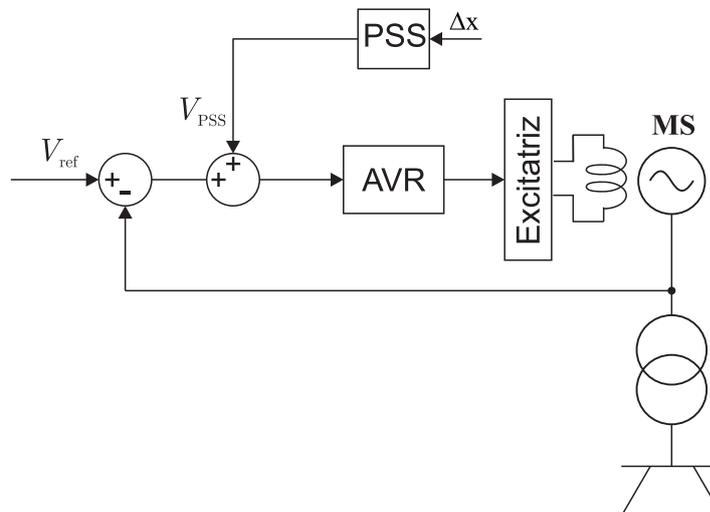
O PSS pode utilizar como sinais de entrada a velocidade angular do rotor, frequência do sistema (obtida nos terminais do gerador), potência elétrica fornecida pelo gerador,

dentre outros. Estes tipos de sinais podem ser trabalhados pelo estabilizador tanto de forma individual ou por composição deles.

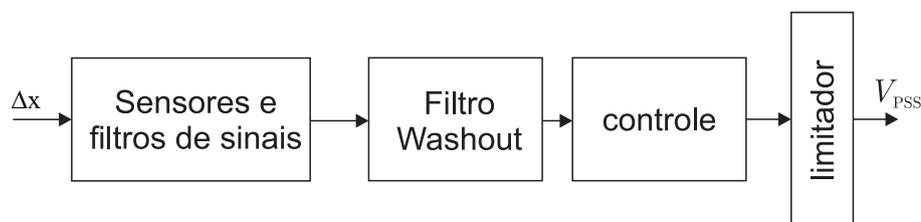
Para sistemas que apresentam forte capacidade de transmissão e que as unidades operam com despachos elevados (carga pesada) são adotados estabilizadores que utilizam como sinal de entrada velocidade e potência elétrica. As plantas destes estabilizadores devem apresentar ganho e avanço de fase elevados. Para estabilizadores de velocidade ou potência quanto mais fraco for o sistema de transmissão menor deverá ser o ganho do estabilizador.

Já para estabilizadores que utilizem a frequência como sinal de entrada a condição de ganho máximo se dá quando aplicados em sistemas de fraca capacidade de transmissão e que apresentam um atraso de fase menor (LARSEN; SWANN, 1981c).

A Figura 72 ilustra uma estrutura generalizada do PSS, onde o sinal gerado pode ser processado a partir de diferentes sinais de entrada medidos nos terminais do gerador. Na Figura 72a é demonstrado um diagrama de blocos com a malha de controle suplementar para um sistema com regulador automático de tensão. Na Figura 72b temos os principais elementos que compõe o estabilizador do sistema de potência.



(a) Exemplo de diagrama de controle da excitatriz com PSS



(b) Principais elementos PSS

Figura 72 – Estabilizador do Sistema de Potência

Alguns dos objetivos específicos do controle de excitação estão destacados a seguir (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994):

- Melhoria da estabilidade transitória do sistema;
- Maximização do amortecimento do modo local da planta assim como dos modos de oscilação interárea sem comprometer a estabilidade de outros modos;
- Evitar efeitos adversos no desempenho do sistema durante grandes perturbações, que causem grandes excursões de tensão e de frequência;
- Minimização das consequências do mau funcionamento do sistema de excitação devido à falha de algum componente.

Desta forma, os parâmetros dos elementos de controle do sistema de excitação, inclusive dos PSS, são determinados com intuito de melhorar de maneira geral a estabilidade do sistema, ou seja, atendendo aos objetivos listados anteriormente.

Diferentes topologias de PSS's com capacidade de transpassar os problemas de não linearidades das equações vem sendo propostas. Em (FRAILE-ARDANUY; ZUFIRIA, 2007) são comparadas duas técnicas de controle, uma utilizando a lógica fuzzy e outra a partir de algoritmos genéticos. Outros trabalhos, como em (ROY et al., 2015), um controlador adaptativo não linear é proposto utilizando a técnica *adaptive backstepping technique*. Em (BANDAL; BANDYOPADHYAY; KULKARNI, 2005) o estabilizador é projetado a partir de um controlador por modos deslizantes *Sliding Mode Control*.

O filtro *washout*, demonstrado em (A.2,) é responsável pela extração dos sinais de entrada do dispositivo PSS, atuando essencialmente como um filtro passa-alta, cuja constante de tempo deve ser escolhida de maneira a deixar passar somente as frequências de interesse. Além disso, o uso do deste filtro é uma forma de garantir que o controlador não continue atuando após o amortecimento das oscilações.

$$x_w(s) = \frac{sT_w}{1 + sT_w} \Delta x_w \quad (\text{A.2})$$

ANEXO B – Máquina síncrona

B.1 Operação da Máquina Síncrona Convencional

Nesta seção será demonstrada uma explanação teórica referente aos principais aspectos de funcionamento da máquina síncrona utilizados posteriormente no conceito e projeto da máquina síncrona virtual.

Sob o foco deste trabalho, três principais características das máquinas síncronas foram identificadas como cruciais para o entendimento da máquina síncrona virtual.

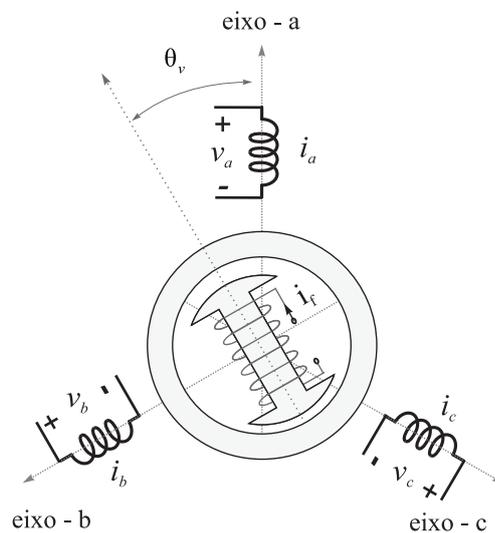


Figura 73 – Esquemático Máquina Síncrona.

B.1.1 Efeito dos Enrolamentos Amortecedores no Rotor

O efeito de amortecimento causado pelos enrolamentos amortecedores desempenha um papel importante para recuperar o sincronismo quando o rotor é sujeito a variações de velocidade devido a pequenas perturbações.

Em sua natureza física, o enrolamento amortecedor não difere muito do rotor tipo gaiola de esquilo. É constituído de barras que atravessam a ranhura e são curto-circuitadas nas extremidades, formando uma gaiola.

B.1.2 Sincronização do Gerador Síncrono

A ligação de uma máquina síncrona à rede elétrica deve obedecer a um conjunto de condições para ligação necessárias para garantir o correto sincronismo com a rede.

Considerando o modelo por fase de um gerador síncrono conectado a um barramento infinito ilustrado na Figura 74.

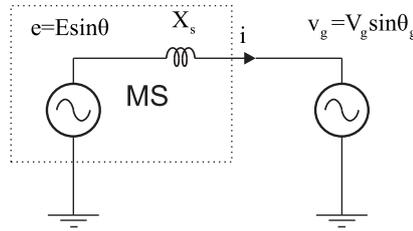


Figura 74 – Modelo por fase de um gerador síncrono conectado à rede.

Segundo (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994) a potência ativa P e reativa Q podem ser definidas como:

$$P = \frac{3V_g E}{2X_s} \text{sen}(\theta - \theta_g) \quad (\text{B.1})$$

e

$$Q = \frac{3V_g}{2X_s} [E \text{cos}(\theta - \theta_g) - V_g] \quad (\text{B.2})$$

onde V_g é a amplitude da tensão da rede; E é a amplitude da tensão induzida pelo gerador síncrono. θ e θ_g são as fases da tensão da rede e do gerador síncrono respectivamente; e X_s é a reatância síncrona do gerador síncrono.

O ângulo de carga pode ser definido como a diferença de fase entre o gerador síncrono e a rede:

$$\delta = \theta - \theta_g \quad (\text{B.3})$$

Quando o torque mecânico T_m aumenta, o ângulo de carga δ aumenta e a potência ativa injetada na rede aumenta até que se aproxime da potência mecânica disponibilizada pela máquina primária. O valor máximo de δ que o gerador está apto a sincronizar com a rede é $\frac{\pi}{s}$ rad (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). Se a potência ativa seguir aumentando e resultar num valor de δ que seja maior que $\frac{\pi}{s}$ rad, então o rotor do gerador síncrono acelerará e perderá a sincronização com a rede.

A potência ativa e reativa podem ser controladas por B.1 e B.2 respectivamente. Quando θ e E são controlados para terem valores iguais a rede, ou seja:

$$\begin{aligned} E &= V_g \\ \theta &= \theta_g \end{aligned} \quad (\text{B.4})$$

Então, não há troca de potência ativa ou reativa entre o gerador síncrono e a rede. Em outras palavras, se P e Q forem controlados para serem zero, então a condição B.4 é satisfeita, então a tensão gerada pela máquina será igual a tensão da rede. Estas condições, quando satisfeitas, permitem a conexão e desconexão de geradores da rede elétrica sem causar dinâmicas transientes de muito impacto.

ANEXO C – Outras Técnicas para controle de MR

. Uma questão a ser levada em consideração é o paralelismo de conversores nas microrredes. Embora hajam inúmeras propostas neste âmbito, nenhuma das estratégias de controle é consolidada como solução final para este problema. Com isso, a escolha do método utilizado se torna peculiar as especificações de cada projeto. A seguir será apresentado um resumo contendo o princípio de funcionamento de algumas das técnicas utilizadas para o controle de conversores operando em paralelo.

C.1 Sistemas de controle com interconexão

Sistemas com interconexão de controle fazem uso de um sistema de comunicação entre as unidades conversoras com o objetivo de obter o correto compartilhamento da potência demandada entre os conversores em paralelo. Diversas propostas podem ser encontradas na literatura, com destaque especial a quatro topologias: controle central, controle circular, controle distribuído e controle mestre-escravo.

- Controle Centralizado

O método de controle central (central mode control) faz a utilização dos requisitos de carga para, através de uma estratégia de controle, determinar a corrente ou a potência a ser fornecida pelos demais conversores conectados em paralelo. Nesta estratégia, as unidades são controladas de maneira idênticas. O controle central pode adicionar ou retirar um inversor do conjunto conforme a necessidade e sem alterar o funcionamento dos outros. Isso faz com que as respostas dinâmicas a perturbações de carga seja menor, pois todos os conversores recebem o sinal de controle ao mesmo tempo através do barramento de dados (LAZZARIN,). Como desvantagens, deve-se citar o fato da estratégia necessitar de uma unidade de controle externa e um barramento de dados comum a todos conversores. Ou seja, ocorrendo falha no sistema de controle central ou no barramento de dados, o sistema para de funcionar e é desligado, diminuindo a redundância desta técnica.

- Controle Circular (Circular Chain Control)

Nesta topologia, as malhas de controle dos conversores conectados em paralelo são fechadas em um anel através da comunicação entre suas unidades. O controle de cada unidade possui uma malha interna de corrente e uma externa de tensão. O anel proposto neste método é fechado através da malha de corrente, fazendo com que as correntes de referência sejam obtidas a partir da unidade de potência anterior, resultando em um

controle com alta dinâmica. O ponto negativo da utilização desta técnica é a possibilidade de rompimento do anel, o que acarretaria no comprometimento da operação do sistema. Em termos de aplicação em microrredes, é um sistema que não apresenta flexibilidade operacional (RIBEIRO,).

- Controle Distribuído

A técnica de controle distribuído é uma espécie de evolução do sistema de controle central na qual é utilizado um barramento comum de tráfego de dados entre as unidades porém não há um controle central para processamento das informações (RIBEIRO,). Através do barramento de dados, cada conversor envia dados do seu ponto de operação e recebe dados dos pontos de operação dos demais conversores em paralelo. As informações obtidas em cada conversor são utilizadas pelo controle interno da unidade responsável pelo compartilhamento adequado da corrente ou potência de carga entre conversores. Como cada unidade possui seu próprio sistema de controle, isto gera uma independência entre os inversores que faz com que a falha ou desligamento não prejudique o funcionamento dos demais, aumentando o grau de redundância desta topologia. Como desvantagem desta técnica, deve-se apontar o alto fluxo de informações entre as unidades e a necessidade do barramento de dados que, se danificado, torna o sistema inoperante.

- Controle Mestre-Escravo (Master-Slave Control)

Na topologia de controle mestre-escravo, é definida a operação de um conversor como mestre, enquanto os outros são definidos como escravos (GAO et al., 2014; PEI et al., 2004). A função do conversor mestre é fazer o controle da tensão do barramento e gerar as referências de corrente para os demais conversores. A função dos conversores escravos é fazer o correto compartilhamento da carga através de um controle em corrente (FANG et al., 2008; CHEN; CHU, 1995).

Esta é uma técnica muito efetiva, pois os conversores escravos operam no modo de controle de corrente seguindo uma referência, facilitando o compartilhamento da carga. Além disso, é possível incluir novos conversores de acordo com o aumento da demanda. Porém, esta estratégia perde a redundância por ser necessário utilizar um barramento de dados para comunicação entre os conversores, sendo um ponto comum de falha ao sistema.

C.2 Controle por Curvas de Decaimento

Em um típico sistema de potência, as grandes distâncias envolvidas tornam quase impraticáveis os métodos que fazem uso de troca de informações entre as unidades. A troca de informação deve ser utilizada para a melhora da performance do controle porém não deve ser um requisito essencial para a operação do sistema. Para um sistema ser considerado sem comunicação, cada unidade deve ser operar de forma independente, sem

a troca de nenhum tipo de informação entre os conversores em paralelo.

Baseando-se no sistema elétrico de potência com conexão de geradores síncronos, diferentes técnicas foram propostas visando emular características desejáveis das máquinas nos conversores de potência.

A técnica de controle por curvas de decaimento é usualmente utilizada em sistemas girantes (máquinas síncronas) conectadas à rede. A malha de controle utilizando a curva de decaimento de potência por frequência (Pxf) permite os conversores operarem de forma segura compartilhando a carga/demanda de uma forma pré determinada sem nenhum tipo de comunicação exclusiva entre os conversores. Similarmente, a malha de controle que utiliza a curva de decaimento de potência reativa por tensão (QxV) é utilizada para minimizar a circulação de corrente que deverá aparecer se a impedância entre os geradores e a carga comum não for a mesma.

A Figura 75 ilustra uma típica conexão de duas fontes de energia.

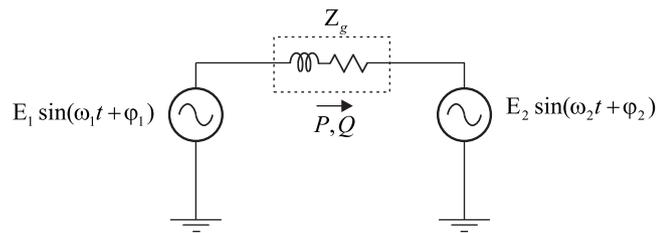


Figura 75 – Conexão de duas fontes de energia.

O valor das potências ativas e reativas fluindo entre duas fontes de energia que são conectadas em paralelo através de uma impedância é dado por:

$$\begin{aligned} P &= \left[\frac{E_1 E_2}{Z_g} \cos(\varphi_1 - \varphi_2) - \frac{E_2^2}{Z_g} \right] \cos(\theta_g) + \frac{E_1 E_2}{Z_g} \sin(\varphi_1 - \varphi_2) \sin(\theta_g) \\ Q &= \left[\frac{E_1 E_2}{Z_g} \cos(\varphi_1 - \varphi_2) - \frac{E_2^2}{Z_g} \right] \sin(\theta_g) + \frac{E_1 E_2}{Z_g} \sin(\varphi_1 - \varphi_2) \cos(\theta_g) \end{aligned} \quad (\text{C.1})$$

onde Z_g e θ_g são a impedância da linha e o ângulo respectivamente. E_1 e E_2 são os valores RMS da tensão das fontes e φ_1 e φ_2 são suas respectivas fases.

Assumindo que a impedância da linha é puramente indutiva (onde $\theta_g \approx \pi/2$ rad). Então, as equações expressas em C.1 podem ser simplificadas:

$$\begin{aligned} P &= \frac{E_1 E_2}{X_g} \sin(\varphi_1 - \varphi_2) \\ Q &= \frac{E_1 E_2}{X_g} \cos(\varphi_1 - \varphi_2) - \frac{E_2^2}{X_g} \end{aligned} \quad (\text{C.2})$$

onde X_g é a parte indutiva da impedância Z_g . Como pode ser visto nas equações acima, a potência ativa fluindo da fonte E_1 para a fonte E_2 através de uma linha de transmissão com alta impedância, pode ser controlada através da variação do ângulo de carga $\delta = \varphi_1 - \varphi_2$. A potência reativa pode ser controlada variando a amplitude da tensão da fonte E_1 . Essas relações constituem a base para a técnica de controle por curvas de decaimento $P \times f$ e $Q \times V$. O ângulo δ é criado controlando a frequência angular dinamicamente, fazendo com que a potência ativa P flua através da linha.

O ângulo de carga também pode ser expresso como:

$$\delta = \int (\omega_1 - \omega_2) dt \quad (C.3)$$

O erro entre as frequências angulares de duas fontes gera um ângulo de fase entre eles. Considerando um gerador conectado a um barramento infinito, se um degrau de potência mecânica é aplicado à máquina primária do gerador, em t_1 ele acelerará, tornando ω_1 maior que ω_2 . Isto causa um aumento no ângulo δ , aumentando a potência ativa injetada pelo gerador. A velocidade angular vai diminuindo até atingir a velocidade ω_2 quando o ângulo δ torna-se constante.

Uma maneira simples de fazer uso das curvas de decaimento para controle de conversores em paralelo em uma microrrede é utilizar as equações propostas em (CHANDORKAR; DIVAN; ADAPA, 1993; PLANAS et al., 2013) para obter as referências de velocidade angular e amplitude.

$$\begin{aligned} \omega^* &= \omega_n - m_p P \\ V^* &= V_n - n_q Q \end{aligned} \quad (C.4)$$

O valor da constante de decaimento m_p é dada pela razão entre a variação de frequência e a variação de potência ativa, enquanto que a constante n_q é dado pela razão entre a variação de tensão e variação de potência reativa. A Figura 76 ilustra as curvas de decaimento de potência ativa e reativa.

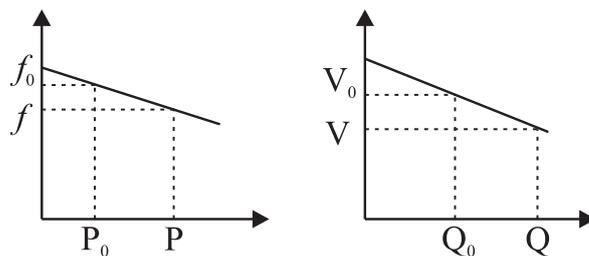


Figura 76 – Curvas de Decaimento Potência Ativa/Frequência e Potência Reativa/Tensão

Em uma microrrede onde há o compartilhamento de carga entre geradores, cada unidade provê uma parcela da potência aparente necessária para o suprimento:

$$S_{total} = S_{g1} + S_{g2} + \dots + S_{gi} \quad (C.5)$$

onde S_{total} é a potência aparente demandada e S_{gi} é a parcela de potência de cada gerador.

Na operação em paralelo, os geradores devem operar com taxa de decaimento para garantir estabilidade e operar em regime permanente na mesma frequência ω^* (CHANDORKAR; DIVAN; ADAPA, 1993; PLANAS et al., 2013).

$$\begin{aligned} m_{p1}P_1 &= m_{p2}P_2 = \dots = m_{pi}P_i \\ n_{q1}Q_1 &= n_{q2}Q_2 = \dots = n_{qi}Q_i \end{aligned} \quad (C.6)$$