



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LAÍSSA REGINA BERTOLDO DA SILVA**

**COMPARAÇÃO DO COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA EM  
MICRORREDES COM CONTROLE POR INCLINAÇÃO E  
MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL**

Recife

2020

LAÍSSA REGINA BERTOLDO DA SILVA

**COMPARAÇÃO DO COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA EM  
MICRORREDES COM CONTROLE POR INCLINAÇÃO E MÁQUINA  
SÍNCRONA VIRTUAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como requisito parcial para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Processamento de Energia

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo

Recife

2020

Catálogo na fonte  
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

S586c Silva, Laíssa Regina Bertoldo da.  
Comparação do compartilhamento de potência em microrredes com controle por inclinação e máquina síncrona virtual / Laíssa Regina Bertoldo da Silva. - 2020.  
80 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.  
Inclui Referências e Apêndice.

1. Engenharia Elétrica. 2. Geração distribuída. 3. Microrredes. 4. Compartilhamento de potência. 5. Controle por inclinação. 6. Máquina síncrona virtual. I. Azevedo, Gustavo Medeiros de Souza (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2021-81

**LAÍSSA REGINA BERTOLDO DA SILVA**

**“COMPARAÇÃO DO COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA EM  
MICRORREDES COM CONTROLE POR INCLINAÇÃO E MÁQUINA  
SÍNCRONA VIRTUAL”**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 30 de novembro de 2020.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo  
(Orientador e Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

*Dedico este trabalho aos meus pais.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à Deus por estar sempre me guiando e dando forças para superar as dificuldades.

Aos meus pais, Masonete e Reginaldo, que sempre batalharam e me incentivaram em todos projetos de vida. A minha cunhada, meu irmão e sobrinho por torcerem por mim. A Felipe pelo apoio, carinho e sua paciência.

Aos meus amigos Rayane Núbia, Rayane Caroline e Geandson de Menezes agradeço pelos incentivos e conselhos. E em especial, a Silas Gonzaga agradeço pela sua amizade, dedicação e apoio em qualquer ocasião.

Ao meu orientador Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo agradeço imensamente pela paciência e pelos conhecimentos transmitidos que foram imprescindíveis para a realização deste trabalho.

Aos professores do DEE/UFPE, pelos conhecimentos compartilhados e que puderam contribuir para o meu desenvolvimento. E aos amigos do GEPAE, pelo apoio e momentos de descontração.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro. E a todos que de contribuíram direta ou indiretamente para realização deste trabalho.

*"A coisa mais indispensável a um homem é reconhecer o uso que deve fazer do seu próprio conhecimento." (Platão)*

## RESUMO

Microrrede é um sistema formado por um conjunto de geração distribuída, de sistemas de armazenamentos de energia, e de cargas que pode ser isolada ou não da rede elétrica principal através de uma chave. Quando em operação desconectada à rede, ou de forma autônoma, apresenta o desafio de garantir o fornecimento de energia às cargas com as gerações e armazenamentos disponíveis. Por meio de conversores permitem a integração das fontes primárias de energia e garantem a confiabilidade e flexibilidade ao sistema, sendo necessário o uso de técnicas de controle para se ter o máximo desempenho. Um das técnicas mais utilizadas é o controle por inclinação (em inglês, *droop control*), apresentando a vantagem de não necessitar de comunicação entre os conversores, porém, o compartilhamento de potência reativa é bastante prejudicado pela influência da impedância entre as fontes de energia e as cargas da microrrede. Essa técnica pode ser alterada para o controle por inclinação RD (*resistive droop control*) para melhor performance, mas ainda há a influência da linha que agora prejudica o compartilhamento de potência ativa. Outro método a ser estudado é o controle baseado no gerador síncrono virtual (*Virtual Synchronous Generator*), como não só o problema do *droop control* é melhorado, como também possíveis oscilações no compartilhamento de potência ativa. Este trabalho apresenta as fundamentações e características de cada uma destas técnicas. Além disso, por meio de simulações através do software comercial Simulink/MATLAB e usando uma microrrede padrão de distribuição adotada pela CIGRÉ, que está operando isolado da rede, são realizadas análises comparativas, quanto ao desempenho de cada técnica de controle. E ainda será apresentada a técnica que melhor se comportou em termos de compartilhamento de potência.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Microrredes. Compartilhamento de potência. Controle por inclinação. Máquina síncrona virtual.

## ABSTRACT

Microgrid is a system formed by a grouping of distributed generation, energy storage systems and loads and it can be isolated to the main grid or not through a switch. When microgrid operated disconnected, or in the autonomous mode, has the challenge to guarantee the energy supply to loads with available generator and storages. The converter permit integrated primary sources of energy and guarantee reliability and flexibility, but control techniques is necessary to have maximum performance. One of the most used techniques is the droop control whose advantage is operated without communication, but reactive power sharing is damaged by impedance between power source and loads of microgrid. This technique can be changed by resistive droop control for best performance, but there is still the influence of the line that now damaged the active power sharing. Another technique studied that is virtual Synchronous Generator whose droop control problem and active power oscillation is improved. This work presents the fundamentals and characteristics of each one technique. Besides, it is realized comparative analysis through the simulation in commercial software Simulink/Matlab and using a distribution benchmark microgrid adopted by CIGRE which is operated in isolated mode to the grid, so it is shown the performance of each technique. Yet, it is presented the technique with the best behavior in terms of power sharing.

**Keywords:** Distributed generation. Microgrids. Power sharing. Droop control. Virtual synchronous generator.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplo de uma estrutura de uma microrrede. . . . .	20
Figura 2 – Fluxo de potência entre duas barras. . . . .	22
Figura 3 – Influência do ângulo $\delta$ e da tensão $V_1$ nas potências ativa e reativa para linhas predominantemente indutivas. . . . .	24
Figura 4 – Curvas de decaimento P- $\omega$ e Q-V. . . . .	25
Figura 5 – Dois conversores em paralelo suprindo uma carga. . . . .	26
Figura 6 – Operação de dois conversores em paralelo com os mesmos coeficientes de inclinação. . . . .	27
Figura 7 – Operação de dois conversores em paralelo com coeficientes de inclinação diferentes. . . . .	28
Figura 8 – Influência do ângulo $\delta$ e da tensão $V_1$ nas potências ativa e reativa para linhas predominantemente resistivas. . . . .	30
Figura 9 – Curvas de decaimento P-V e Q- $\omega$ . . . . .	31
Figura 10 – Diagrama de blocos do controle por inclinação aplicada a um conversor trifásico. . . . .	32
Figura 11 – Diagrama de blocos do controle VSG aplicado a um conversor trifásico. . . . .	35
Figura 12 – Diagrama de blocos do SRF - PLL. . . . .	36
Figura 13 – Diagrama de blocos do <i>droop</i> $\omega$ -P. . . . .	37
Figura 14 – Diagrama de blocos da equação de oscilação. . . . .	37
Figura 15 – Diagrama de blocos do estimador de tensão no PAC. . . . .	38
Figura 16 – Diagrama de blocos do <i>droop</i> V - Q. . . . .	39
Figura 17 – Esquemático da indutância virtual. . . . .	40
Figura 18 – Diagrama de blocos do ajustador de reatância virtual do estator. . . . .	41
Figura 19 – Resultado do VSG sem ajustador de reatância virtual do estator. . . . .	42
Figura 20 – Resultados do VSG com ajustador de reatância virtual do estator. . . . .	43
Figura 21 – Microrrede padrão baseada pela CIGRÉ. . . . .	45
Figura 22 – A microrrede padrão em Simulink/MATLAB. . . . .	46
Figura 23 – Conversores com <i>droop</i> com variação máxima de 5% da tensão nominal e 0,33% da frequência. . . . .	48
Figura 24 – Conversores com o <i>droop</i> com variação máxima 10% da tensão nominal e 0,33% da frequência. . . . .	49
Figura 25 – Curvas de decaimento P- $\omega$ e Q-V dos Conversores 3 e 4. . . . .	50
Figura 26 – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle LD. . . . .	55
Figura 26 – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle LD. . . . .	56
Figura 27 – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle RD. . . . .	56
Figura 27 – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle RD. . . . .	57

Figura 28 – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle VSG. . . . .	57
Figura 28 – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle VSG. . . . .	58
Figura 29 – Microrrede padrão com retirada da GD3 - controle LD. . . . .	60
Figura 30 – Microrrede padrão com retirada da GD3 - controle RD. . . . .	61
Figura 31 – Microrrede padrão com retirada da GD3 - controle VSG. . . . .	62
Figura 32 – Microrrede padrão com falta trifásica - controle LD. . . . .	64
Figura 33 – Microrrede padrão com falta trifásica - controle RD. . . . .	65
Figura 34 – Microrrede padrão com falta trifásica - controle VSG. . . . .	66
Figura 35 – Espectro harmônico da tensão de saída dos conversores. . . . .	68
Figura 36 – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle LD. . . . .	69
Figura 36 – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle LD. . . . .	70
Figura 37 – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle RD. . . . .	70
Figura 37 – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle RD. . . . .	71
Figura 38 – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle VSG. . . . .	71
Figura 38 – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle VSG. . . . .	72

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetro de simulação para o <i>Droop Control</i> . . . . .	26
Tabela 2 – Parâmetro do Circuito - VSG. . . . .	41
Tabela 3 – Parâmetro do VSG em pu. . . . .	41
Tabela 4 – Parâmetro do VSG em valores absolutos. . . . .	42
Tabela 5 – Dados dos cabos. . . . .	47
Tabela 6 – Parâmetros de simulação do controle por inclinação - microrrede padrão. . . . .	50
Tabela 7 – Parâmetros do VSG - microrrede padrão. . . . .	51
Tabela 8 – Parâmetro do Circuito (microrrede padrão) - VSG. . . . .	51
Tabela 9 – técnicas para incremento de carga. . . . .	54
Tabela 10 – Comparativo das técnicas na retirada da GD3. . . . .	59
Tabela 11 – Comparativo das técnicas em falta trifásica. . . . .	67
Tabela 12 – THD da tensão de saída dos conversores. . . . .	68
Tabela 13 – THD da corrente de saída dos conversores. . . . .	68
Tabela 14 – Comparativo das técnicas com presença de cargas não lineares. . . . .	69

## Lista de abreviaturas e siglas

AAAC	Cabo de alumínio liga (CAL)
CA	Corrente alternada
CIGRÉ	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
GD	Geração distribuída
GW	Giga watts
LD	<i>Inductive droop</i>
OL	Overhead Line
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Controlador Proporcional Integrativo
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RD	<i>Resistive droop</i>
RMS	Valor Eficaz - <i>Root Mean Square</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SRF-PLL	Synchronous Reference Frame Phase-locked-loop
THD	Distorção Harmônica Total - <i>Total Harmonic Distortion</i>
UPS	Fonte de Alimentação Ininterrupta
VSG	Virtual Synchronus Generator
XLPE	Composto termofixo à base de polietileno reticulado

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\delta$	Ângulo de defasagem
$\phi$	Ângulo da corrente
$\Delta f$	Variação da frequência de saída do conversor
$\Delta\omega$	Variação da velocidade angular de saída do conversor
$\Delta V$	Variação de tensão de saída do conversor
$\theta_g$	Ângulo da tensão da rede
$C_f$	Capacitor do filtro
$D$	Fator de amortecimento
$E_P$	Erro de compartilhamento de potência ativa
$E_Q$	Erro de compartilhamento de potência reativa
$f$	frequência de saída do conversor
$f_R$	Frequência nominal do conversor
$I$	Corrente
$\text{Im}_{(s)}$	Parte imaginária da potência aparente
$\vec{i}$	Corrente de saída instantânea
$\vec{i}_{\text{out}}$	Corrente de saída
$J$	Momento de inércia
$K_p$	Coefficiente de inclinação de frequência do VSG
$K_q$	Coefficiente de inclinação de tensão do VSG
$K_{pq}$	Ganho do controlador parte proporcional
$K_i$	Ganho do controlador parte integral
$L_f$	Indutor do filtro
$L_{\text{line}}$	Indutância da linha
$L_{ls}$	Indutor do estator virtual

$M$	Constante de inércia
$m$	Coefficiente de inclinação de frequência do <i>Droop</i>
$n$	Coefficiente de inclinação de Tensão do <i>Droop</i>
$P$	Potência ativa
$P^*$	Potência ativa compartilhada pelo conversor
$P_0$	Potência ativa de referência
$p$	Potência ativa instantânea
$P_{in}$	Potência ativa de referência do VSG
$P_L$	Potência ativa da carga
$p_{out}$	Potência ativa de saída
$Q$	Potência reativa
$Q^*$	Potência reativa compartilhada pelo conversor
$Q_0$	Potência reativa de referência
$q$	Potência reativa instantânea
$Q_L$	Potência reativa da carga
$Q_{out}$	Potência reativa de saída
$Q_{out}^*$	Potência reativa de saída de referência
$R$	Resistência da linha
$Re(s)$	Parte real da potência aparente
$R_{line}$	Resistência da linha
$S$	Potência aparente
$S_{base}$	Capacidade em potência base do conversor
$T$	Matriz de Transformação de Clarke
$T_i$	Constante de tempo do controlador da potência reativa
$V$	Tensão eficaz de saída do conversor
$V_0$	Tensão eficaz de saída do conversor sem carga
$\vec{v}$	Tensão de saída instantânea

$V_{E\_PAC}$	Tensão estimada no PAC
$\vec{v}_{out}$	Tensão de saída do conversor
$V_0^*$	Tensão de saída de referência
$V_R$	Tensão nominal
$\omega$	Velocidade angular de saída do conversor
$\omega_0$	Velocidade angular de saída do conversor sem carga
$\omega_g$	Velocidade angular da rede
$\omega_m$	Velocidade angular da saída da máquina virtual
$X$	Reatância da linha
$X_t$	Reatância total de saída
$\vec{X}$	Vetor de uma grandeza trifásica
$Z$	Impedância
$Z_{line}$	Impedância da linha

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>18</b>
1.1	OBJETIVOS DA PESQUISA . . . . .	20
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivos Específicos</b> . . . . .	<b>20</b>
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO . . . . .	21
<b>2</b>	<b>COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA USANDO CONTROLE POR INCLINAÇÃO</b> . . . . .	<b>22</b>
2.1	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA . . . . .	22
2.2	COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA ENTRE CONVERSORES .	25
2.3	EFEITOS DA IMPEDÂNCIA DE REDE SOBRE O COMPARTILHA- MENTO DE POTÊNCIA . . . . .	29
2.4	OS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO EM EFEITOS DE REDES COM CARACTERÍSTICAS RESISTIVAS . . . . .	29
2.5	AJUSTES DOS COEFICIENTES DO CONTROLE POR INCLINAÇÃO	31
2.6	CONVERTOR COM CONTROLE DE INCLINAÇÃO . . . . .	32
2.7	CONCLUSÃO . . . . .	34
<b>3</b>	<b>COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA USANDO GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL</b> . . . . .	<b>35</b>
3.1	MALHA DE FREQUÊNCIA DO VSG . . . . .	36
3.2	MALHA DE TENSÃO DO VSG . . . . .	38
3.3	AJUSTADOR DE REATÂNCIA VIRTUAL DO ESTATOR . . . . .	39
<b>3.3.1</b>	<b>Efeito da reatância virtual do estator</b> . . . . .	<b>41</b>
3.4	CONCLUSÃO . . . . .	43
<b>4</b>	<b>COMPARATIVO DAS TÉCNICAS DE COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA</b> . . . . .	<b>45</b>
4.1	DESCRIÇÃO DA MICRORREDE UTILIZADA . . . . .	45
4.2	PARÂMETROS DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE OPERANDO NA MICRORREDE PADRÃO . . . . .	47
4.3	COMPARAÇÃO ENTRE AS TÉCNICAS DE CONTROLE . . . . .	51
<b>4.3.1</b>	<b>Figuras de Mérito</b> . . . . .	<b>52</b>
4.3.1.1	Erro percentual de compartilhamento de potência ativa do conversor	52
4.3.1.2	Erro percentual de compartilhamento de potência reativa do conversor	52
4.3.1.3	Regulação de tensão em percentual . . . . .	53
4.3.1.4	Regulação de frequência em percentual . . . . .	53
<b>4.3.2</b>	<b>Cenário 1 - Aumento na Demanda de Energia</b> . . . . .	<b>53</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Cenário 2 - Retirada de uma geração distribuída</b> . . . . .	<b>58</b>

4.3.4	Cenário 3 - Falta trifásica . . . . .	63
4.3.5	Cenário 4 - Presença de cargas não lineares . . . . .	67
4.4	CONCLUSÃO . . . . .	72
5	CONCLUSÃO . . . . .	74
5.1	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	75
	REFERÊNCIAS . . . . .	76
	APÊNDICE A – TRANSFORMAÇÃO POR UNIDADE (PU) PARA SIMULAÇÃO DO CONTROLE VSG . . . . .	79

# 1 INTRODUÇÃO

Em muitos países, inclusive no Brasil, a estrutura do sistema elétrico de potência (SEP) é baseada em centrais geradoras de grande porte, essas centrais geralmente estão instaladas distantes dos consumidores finais. Além disso, há uma grande dependência da geração de energia proveniente de combustíveis fósseis, energia nuclear e usinas hidrelétricas.

O aumento das preocupações com o meio ambiente tem dificultado a expansão das gerações baseadas nessas fontes tradicionais de energia. Segundo dados da (EPE, 2020), de 2008 a 2018 houve um crescimento do consumo de energia elétrica em todos os setores da sociedade: residencial, comercial e industrial. Mas, no Brasil, ainda há cerca de 1 milhão de pessoas sem acesso a energia elétrica só na Amazônia legal (AMBIENTE, 2019), a maior parte está em zonas rurais, em ilhas ou em comunidades indígenas isoladas com difícil acesso (ARAUJO, 2017). E, devido principalmente à distância às centrais de geração, a eletrificação remota e rural se torna economicamente proibitiva. As questões ambientais e de inclusão social, bem como o aumento da demanda por energia elétrica, intensificaram o interesse sobre a geração de energia por fontes renováveis.

Com a crescente busca por fontes de energia, o cenário do sistema elétrico de potência está se modificando, sendo instaladas unidades de geração distribuída (GD). Conforme dados da (ANEEL, 2019), o Brasil ultrapassou 1 GW de potência instalada em GDs em 2019.

O termo geração distribuída refere-se à geração de energia elétrica de forma paralela a rede principal de distribuição ou isolada, podendo ser conectada diretamente ao consumidor ou ao sistema elétrico da concessionária em qualquer nível de potência ou qualquer tipo de fonte sendo renovável ou não (RESTREPO, 2018), (ANEEL, 2008).

Para haver uma adequação das GDs à rede principal, surgiu o conceito de microrrede. Uma microrrede pode ser definida como um agrupamento de GDs, sistemas de armazenamento de energia e cargas que estão conectados à rede elétrica principal em um único ponto, denominada de ponto de acoplamento comum - PAC (RESTREPO, 2018) (AZEVEDO, 2011). É um pequeno sistema elétrico em que se pode gerar, distribuir e controlar o fluxo de eletricidade podendo ser operado conectado à rede principal, em modo isolado da rede principal, chamado de modo ilhado, ou na transição dos dois modos (AZEVEDO, 2011). Há outras definições semelhantes, em essência são iguais como, por exemplo, o (CODE, 2018) em que referencia a Microrrede como um sistema interconectado de cargas e recursos de energia, incluindo, mas não se limitando a, recursos de energia distribuída, armazenamento de energia, ferramentas de resposta à demanda ou outras ferramentas de gestão, previsão e analíticas, dimensionadas adequadamente para atender às necessidades do cliente, dentro de um limite

elétrico claramente definido que pode atuar como uma entidade única e controlável e pode se conectar, desconectar ou operar em paralelo com a rede elétrica, ou pode ser gerenciado e isolado para suportar distúrbios maiores e manter o fornecimento elétrico para infraestrutura crítica conectada.

Quando uma microrrede opera de forma conectada, opera de maneira sincronizada com a rede principal permitindo trocas de potência. De modo que quando há um deficit de potência, a rede principal deve suprir essa necessidade. Por outro lado, quando há excedente de geração a microrrede pode exportá-la para o sistema.

A possibilidade de operação em modo ilhado é uma das características que tornam as microrredes atraentes. Ao operar nesse modo, a microrrede deve ser responsável pela manutenção dos seus parâmetros de operação. No caso de operação em corrente alternada, deve controlar a tensão de saída e o valor da frequência, mantendo o fluxo de potência em equilíbrio com a demanda da carga. O ilhamento pode ser ocasionado intencionalmente, programado, ou não-intencional. No primeiro caso, o ilhamento é previsível e sob controle, como em casos de manutenções programadas ou quando a rede não atende o requisito de qualidade da energia. Já no segundo caso, o ilhamento não-intencional acontece na ocorrência de faltas e outros eventos que podem prejudicar o funcionamento da microrrede.

Um exemplo de uma estrutura de microrrede é apresentado na Figura 1. Nesta figura observa-se elementos básicos de uma microrrede que está conectada ao PAC:

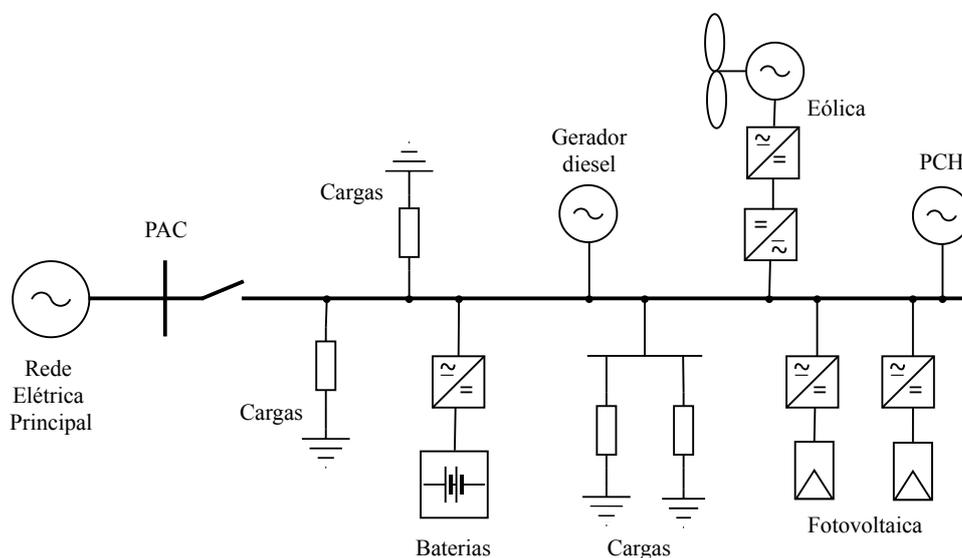
- Cargas;
- Conversores, que fazem a interconexão das fontes de energia com o barramento CA da microrrede;
- Diversas fontes de energia, tais como: painéis fotovoltaicos, geradores eólicos de pequeno porte e geradores à diesel. Além destes, inclui sistemas de armazenamento de energia, os bancos de baterias e também outras fontes ditas alternativas de geração, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), podendo ser também biomassa e células a combustível.

A maioria dos sistemas de geração distribuída são integrados à microrrede empregando algum tipo de conversor baseado em eletrônica de potência para se ter uma maior flexibilidade de controle. Portanto, observa-se a necessidade de se ter técnicas de controle bem elaboradas. Há várias estratégias de controle, dentre elas destacam-se as técnicas com comunicação e as sem comunicação entre os conversores. As técnicas de controle sem comunicação usam as informações de saída de cada conversor para determinar o compartilhamento de potência na microrrede.

Uma das vantagens das técnicas de controle sem comunicação é que elas não dependem de um canal de comunicação entre os conversores. Já como desvantagem apresentam um controle de compartilhamento de potência impreciso quando comparadas as técnicas com comunicação. Em contrapartida, as técnicas de controle sem

comunicação apresentam mais confiabilidade e estabilidade já que as microrredes apresentam características descentralizadas podendo os conversores estar distantes entre si, aumentando os custos, as deixam sujeitas a interferência por sinais de alta frequência e possuem maior complexidade (OLIVEIRA, 2018).

**Figura 1** – Exemplo de uma estrutura de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2011).

Por esse motivo, neste trabalho são apresentados e comparados métodos de controle sem comunicação no paralelismo de conversores de potência, utilizando o controle por inclinação (ou do inglês, *droop control*) que é um dos mais utilizados na literatura, como também o controle baseado em gerador síncrono virtual (do inglês, *Virtual Synchronous Generator - VSG*).

## 1.1 OBJETIVOS DA PESQUISA

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo comparativo de técnicas de compartilhamento de potência, entre conversores sem comunicação, usados em microrredes. São analisadas estratégias populares do compartilhamento de potência, o controle por inclinação e o controle baseado em gerador síncrono virtual. Com o resultado da comparação, é definida a técnica de controle que melhor se comportou na microrrede padrão de testes da CIGRÉ (Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica).

### 1.1.1 Objetivos Específicos

- Estudar a estratégia de controle por inclinação;
- Estudar o conceito de emulação de uma máquina síncrona virtual;

- Aplicar as técnicas na microrrede de baixa tensão desenvolvida pela CIGRÉ, que apresenta múltiplos GDs e cargas, incluindo um sistema de armazenamento, e está operando de modo desconectado da rede;
- Avaliar por meio de simulação as técnicas definidas;
- Comparar as estratégias de controle por meio de figuras de mérito.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O trabalho é organizado nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 2** : Nesse capítulo é descrita a fundamentação teórica do método de controle por inclinação. São apresentadas as formas que o controle pode ser implementado de acordo com a impedância da rede, bem como o efeito desse parâmetro sobre o compartilhamento e a forma de ajustes dos coeficientes de inclinação.
- **Capítulo 3**: Nesse capítulo é apresentado outro método de compartilhamento de potência baseado no VSG. É desenvolvido no texto a estrutura da máquina síncrona virtual e cada componente do sistema é discutido.
- **Capítulo 4**: Nesse capítulo é apresentada uma comparação entre os métodos discutidos nesse trabalho, analisada em uma microrrede padrão de baixa tensão da CIGRÉ.
- **Capítulo 5**: Nesse capítulo são apresentadas as conclusões gerais e as propostas de trabalhos futuros.

## 2 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA USANDO CONTROLE POR INCLINAÇÃO

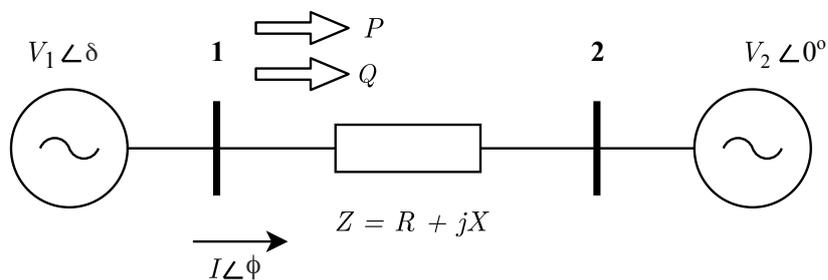
Neste capítulo é apresentada a estratégia de controle por inclinação (*Droop Control*) para o compartilhamento de potência entre os conversores da microrrede. Neste método não há comunicação entre os conversores e cada unidade opera de forma independente, apenas com informações disponíveis localmente.

### 2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nos geradores síncronos, há uma relação natural entre a potência de saída da máquina e a frequência da sua tensão terminal (CHAPMAN, 2013). À medida que a potência elétrica de saída aumenta, a frequência diminui, para uma potência mecânica primária de entrada constante. Similarmente, variações na potência reativa de saída resultam em variações inversamente proporcionais da tensão terminal. O controle por inclinação baseia-se nesse comportamento das máquinas síncronas, emulando as características potência ativa – frequência ( $P-\omega$ ) e potência reativa – tensão ( $Q-V$ ) por meio dos conversores.

Para entender o comportamento das relações  $P-\omega$  e  $Q-V$ , utiliza-se o conceito de fluxo de potência entre dois barramentos. Na Figura 2 é mostrado um sistema simplificado com duas fontes de tensão conectadas por uma impedância de linha  $Z = R + jX$ , sendo  $R$  e  $X$  a resistência e reatância da linha, respectivamente. A fonte  $V_1$  representa a tensão terminal do gerador ou conversor e a fonte  $V_2$  é a rede principal. A corrente é representada por  $I$  e está defasada de  $V_2$  por um ângulo  $\phi$ .

**Figura 2** – Fluxo de potência entre duas barras.



Fonte: o autor.

Considerando o fluxo de potência positivo no sentido de  $V_1$  para  $V_2$ , e adotando  $V_2$  como a tensão de referência, e que a tensão  $V_1$  esteja defasada de um ângulo  $\delta$  em relação a  $V_2$ . A potência complexa  $S$  transmitida do barramento 1 para o 2 pode ser

calculada por

$$\begin{aligned}
 S &= P + jQ = V_1 I^*, \\
 &= V_1 \left( \frac{V_1 - V_2}{R + jX} \right)^*, \\
 &= V_1 \left( \frac{V_1 \angle \delta - V_2 \angle 0^\circ}{R + jX} \right)^*,
 \end{aligned} \tag{1}$$

onde (\*) indica o complexo conjugado. Desenvolvendo (1) e tomando a parte real e imaginária, temos as potências ativa  $P$  e reativa  $Q$  que são expressas pelas equações

$$P = \text{Re}(S) = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [R(V_1 - V_2 \cos \delta) + X V_2 \sin \delta], \tag{2}$$

$$Q = \text{Im}(S) = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [X(V_1 - V_2 \cos \delta) + R V_2 \sin \delta]. \tag{3}$$

As linhas de transmissão de média e alta tensão são predominantemente indutivas devido as características geométricas e por apresentarem perdas por efeito joule reduzidas. Desse modo, podemos considerar que  $X \gg R$ , então as equações de potência ativa (2) e reativa (3) podem ser simplificadas, resultando em

$$P = \frac{V_1 V_2 \sin \delta}{X}, \tag{4}$$

$$Q = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X}. \tag{5}$$

Realiza-se uma inspeção de (4) e (5) como desenvolvida por Araujo (2017), considerando a tensão  $V_2 = 1pu$  e a reatância  $X = 0.2pu$  e variando a tensão  $V_1$  e o ângulo  $\delta$  para observar a influência de cada variável nas potências. Na Figura 3 é ilustrado o comportamento de  $P$  e  $Q$  em função destas variações. Na primeira situação, a tensão  $V_1$  é mantida em  $1pu$  e varia o ângulo  $\delta$  (em graus). Na segunda, fixou-se o ângulo  $\delta = 2^\circ$  e varia-se a tensão  $V_1$ . Nota-se que o ângulo  $\delta$  tem uma maior influência na potência ativa, enquanto a potência reativa é mais influenciada pela variação da tensão.

Considerando que  $\delta$  apresente valores pequenos, pode-se considerar que  $\sin(\delta) \approx \delta$  e  $\cos(\delta) \approx 1$ . Dessa forma, (4) e (5) podem ser aproximadas por

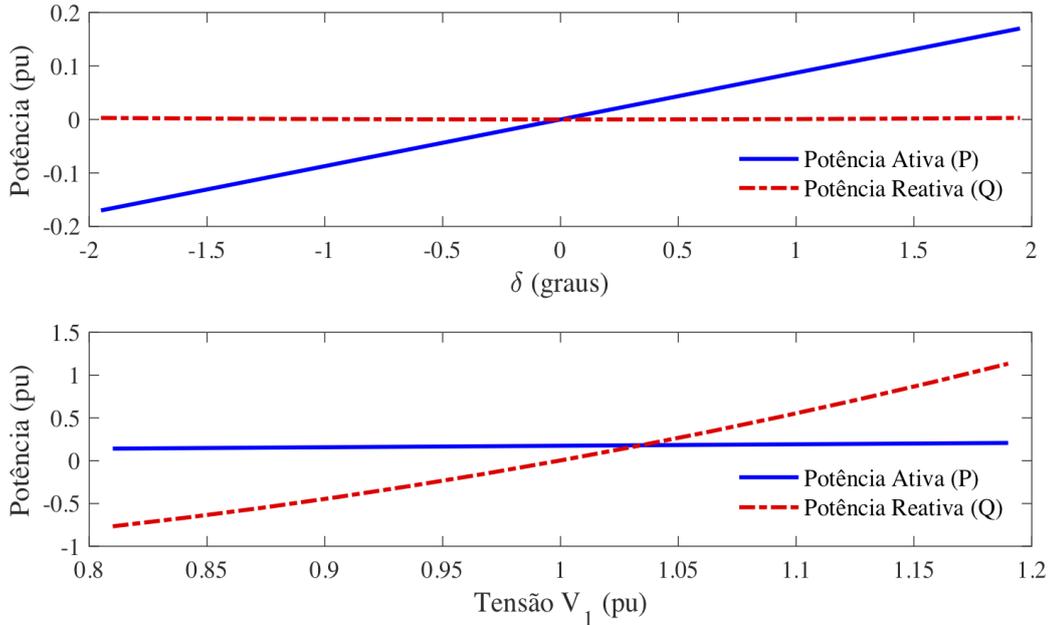
$$P \approx \frac{(V_1 V_2 \delta)}{X}, \tag{6}$$

$$Q \approx \frac{V_1(V_1 - V_2)}{X}. \tag{7}$$

O fluxo de potência ativa depende do ângulo de potência  $\delta$  e o fluxo de potência reativa depende da diferença de tensão ( $V_1 - V_2$ ). Na prática, o controle dinâmico da frequência é usado para impor o ângulo de potência e conseqüentemente o fluxo de

potência ativa (AZEVEDO, 2011). A frequência  $\omega$  é usada ao invés do ângulo devido ao fato dos conversores não apresentarem comunicação entre si e suas fases iniciais serem desconhecidas, então uma frequência inicial pode ser fixada facilmente como  $\omega_0$  (GUERRERO et al., 2007).

**Figura 3** – Influência do ângulo  $\delta$  e da tensão  $V_1$  nas potências ativa e reativa para linhas predominantemente indutivas.



Fonte: o autor.

Os conversores, diferentemente das máquinas síncronas, não possuem a relação natural  $P-\omega$  e  $Q-V$ . Portanto, é necessário emular este comportamento pelo sistema de controle para manter uma operação estável. Com base nas relações características apresentadas, Tuladhar et al. (1997) propôs um método de controle para paralelismo de UPS (Fonte de alimentação ininterrupta, do inglês *Uninterruptible Power Supply*) que resultou no controle de inclinação convencional, também chamado de *droop control*. Neste trabalho será também referido por *inductive droop* (LD). Neste controle, a tensão de saída do conversor (amplitude e frequência) são definidas por

$$\omega = \omega_0 - m(P - P_0), \quad (8)$$

$$V = V_0 - n(Q - Q_0), \quad (9)$$

sendo  $\omega_0$  e  $V_0$  a frequência e a amplitude de tensão de saída do conversor sem carga e em valor eficaz, respectivamente;  $P$  e  $Q$  a potência ativa e reativa de saída do conversor, respectivamente;  $P_0$  e  $Q_0$  a potência ativa e reativa de referência, respectivamente;  $m$  e  $n$  os coeficientes de inclinação de frequência e amplitude de tensão, respectivamente.

Quando os conversores operam conectados à rede elétrica principal,  $P_0$  e  $Q_0$  são usados para definir as componentes de potência que o conversor entrega à microrrede. Esse modo de operação é mais simples porque requer o compartilhamento da demanda de carga entre os conversores já que a rede elétrica principal é capaz de fornecer (ou absorver) o déficit (ou superávit) de energia da microrrede.

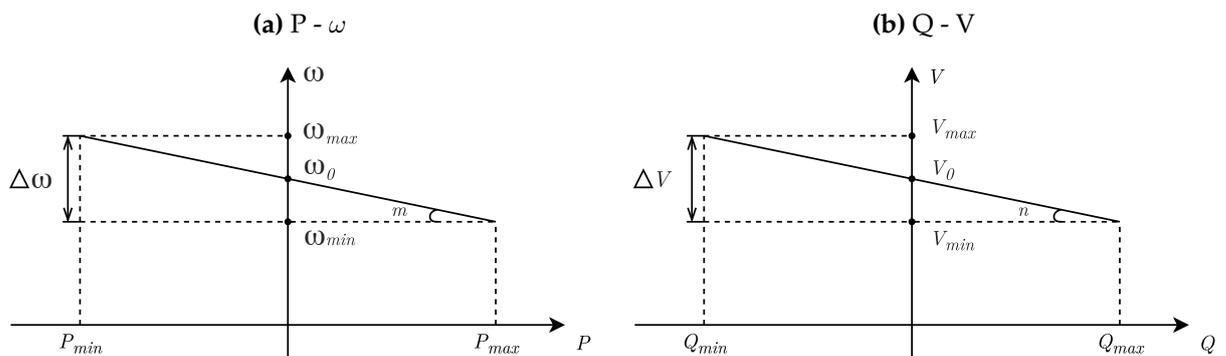
Quando a microrrede opera no modo ilhado, as potências  $P_0$  e  $Q_0$  devem assumir valores nulos para que a demanda de carga da microrrede seja compartilhada por cada conversor que compõe a microrrede. Ao longo do presente trabalho, é considerado apenas a operação da microrrede no modo ilhado porque está é a condição de operação mais crítica em que a demanda de carga deve coincidir com a geração. No modo ilhado, (8) e (9) podem ser reescritas como

$$\omega = \omega_0 - m P, \quad (10)$$

$$V = V_0 - n Q. \quad (11)$$

Em (10) e (11) podem ser expressas graficamente como mostrado na Figura 4 e podem ser denominadas como curvas de decaimento (LAZZARIN, 2010). Essas curvas representam os pontos de operação do conversor em regime permanente. A curva da Figura 4a representa um exemplo de um conversor que pode operar fornecendo potência ativa (inversor) ou absorvendo potência à rede (retificador). A Figura 4b mostra que o conversor pode operar fornecendo ou absorvendo potência reativa.

**Figura 4** – Curvas de decaimento P- $\omega$  e Q-V.



Fonte: o autor.

## 2.2 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA ENTRE CONVERSORES

Geralmente, é desejável que os conversores da microrrede compartilhem a demanda de carga de forma proporcional à capacidade nominal de cada conversor. Diante disso, o controle por inclinação de cada conversor deve ser ajustado adequadamente. Quando os conversores possuem potências nominais diferentes, para garantir o compartilhamento proporcional entre os conversores, os coeficientes de inclinação devem

apresentar as seguintes relações (TULADHAR et al., 1997) (AZEVEDO, 2011):

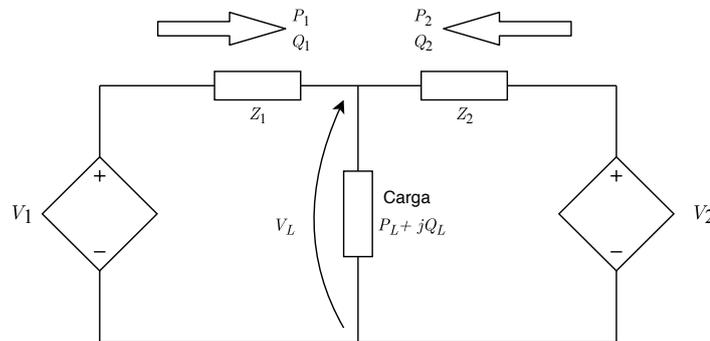
$$m_1 S_1 = m_2 S_2 = m_3 S_3 = \dots = m_n S_n, \quad (12)$$

$$n_1 S_1 = n_2 S_2 = n_3 S_3 = \dots = n_n S_n, \quad (13)$$

onde  $S_1, S_2, S_3, \dots, S_n$  é a potência aparente de cada conversor.

Para analisar o comportamento dos conversores em paralelo operando com o controle por inclinação é realizado a simulação no software Simulink/MATLAB<sup>®</sup> tomando como exemplo a Figura 5 que ilustra um sistema com dois conversores que estão conectados em paralelo suprindo uma carga linear. Os conversores estão representados por duas fontes ideais controladas, mas o comportamento desses dois pode ser aplicado para múltiplos conversores conectados em paralelo.

**Figura 5** – Dois conversores em paralelo suprindo uma carga.



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 2018).

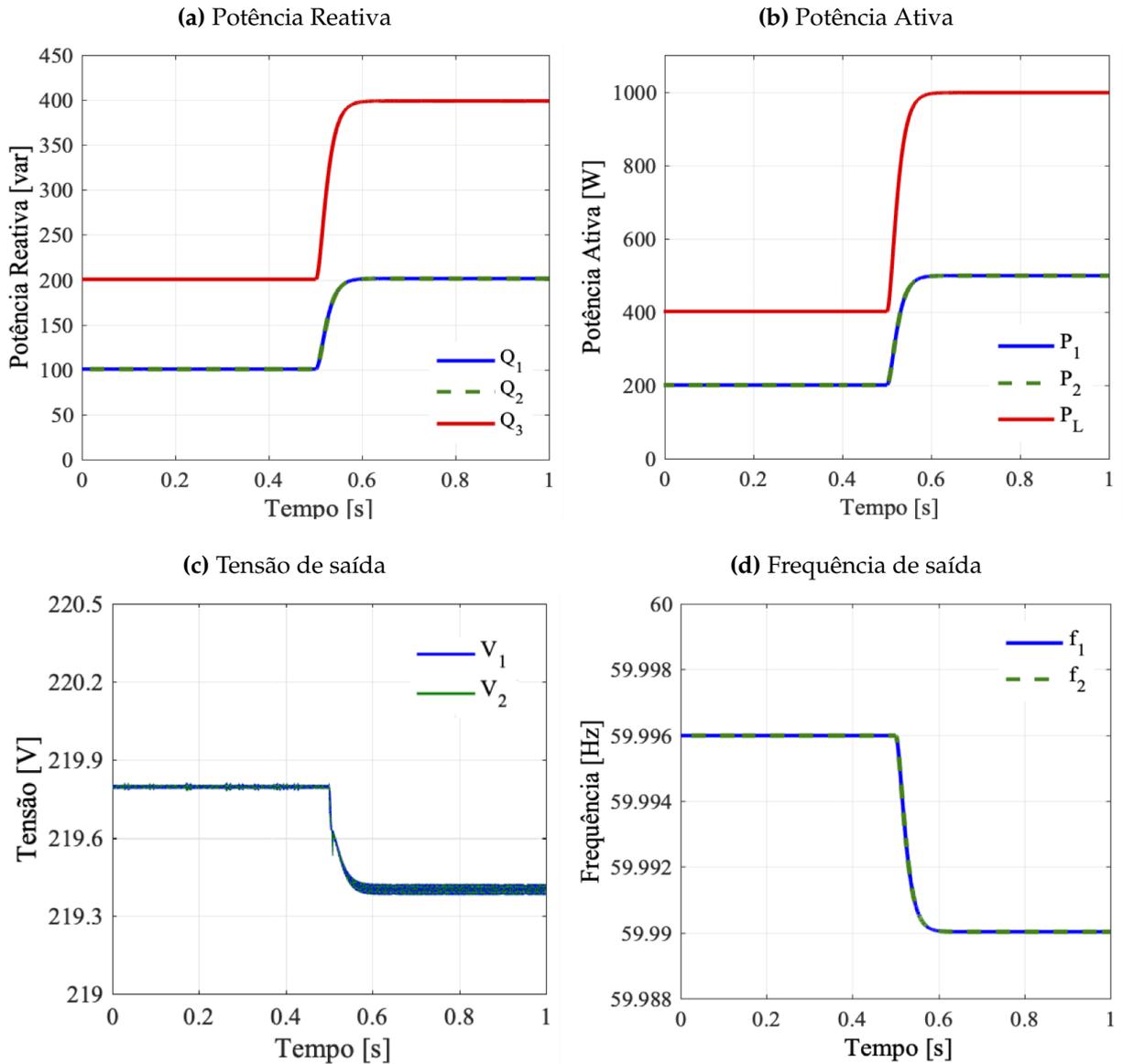
Considerando o caso em que as impedâncias de conexão à carga sejam iguais,  $Z_1 = Z_2 = jX$  e que dois conversores (trifásicos) tenham as mesmas características de inclinação, a Figura 6 apresenta o comportamento dessa condição. Os dados para essa simulação são apresentados na Tabela 1.

**Tabela 1** – Parâmetro de simulação para o *Droop Control*.

Parâmetro	Valor
$X$	$0.942 \Omega$
$m$	$12.57 \text{ m rad}/(\text{sW})$
$n$	$3 \text{ m V}/\text{var}$
$V_0$	$220\sqrt{2}V$
$w_0$	$2\pi 60 \text{ rad/s}$

Fonte: o autor.

**Figura 6** – Operação de dois conversores em paralelo com os mesmos coeficientes de inclinação.



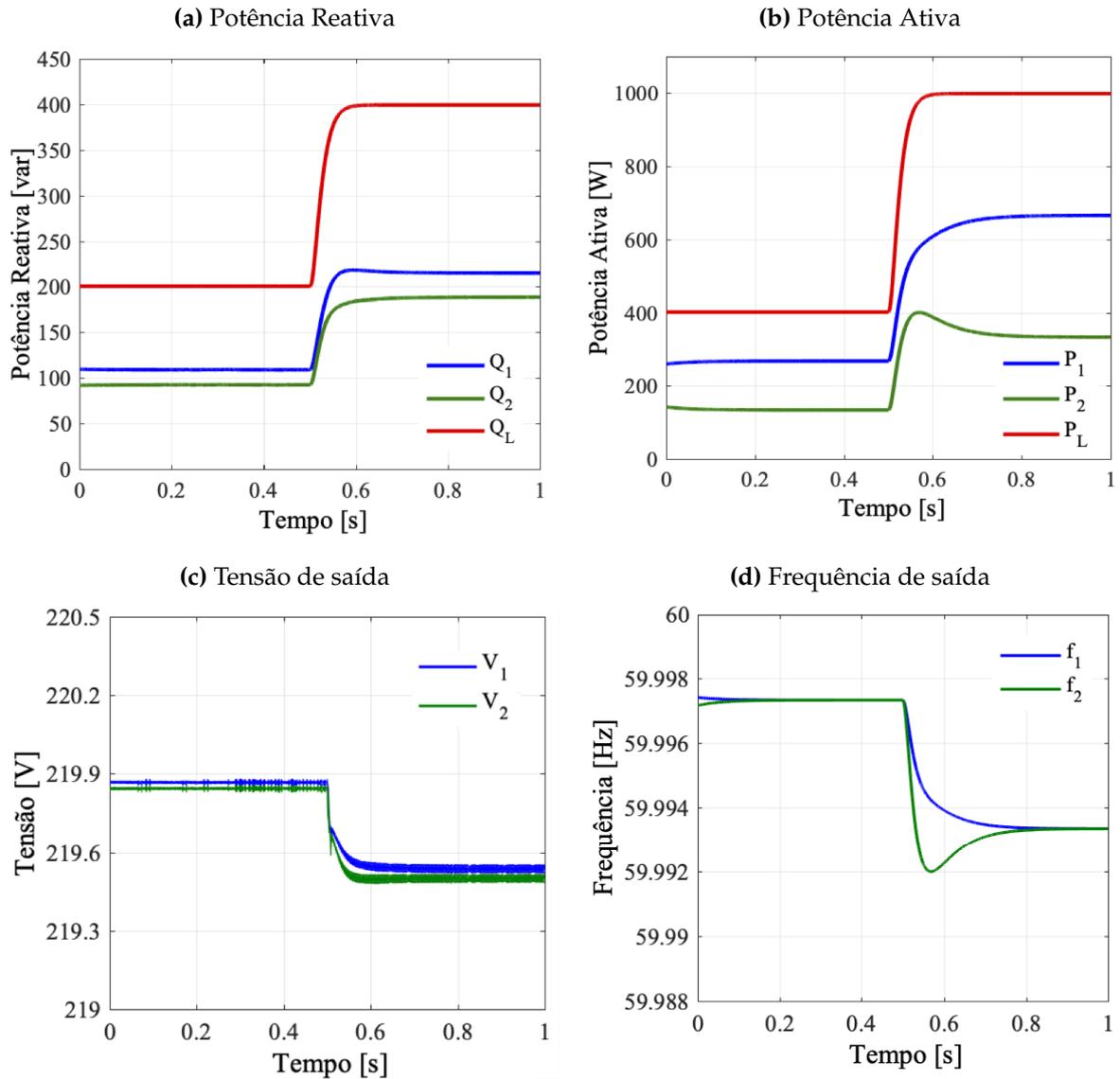
Fonte: o autor.

Nota-se que os dois conversores dividem igualmente as potências ativa e reativa tendo em vista que apresentam a mesma capacidade nominal. Quando ocorre o aumento de carga, as frequências e amplitude de tensão diminuem à medida que as potências reativa e ativa aumentam.

Agora analisando o caso que o Conversor 1 tem o dobro da potência do Conversor 2, então  $S_1 = 2S_2$ , portanto, através das relações (12) e (13), têm-se  $m_2 = 2m_1$  e  $n_2 = 2n_1$ . O Conversor 1 contribui com o dobro de potência ativa e reativa levando em conta que sua capacidade nominal é o dobro do Conversor 2, fato visto na Figura 7.

Em regime permanente, as frequências são iguais em qualquer lugar da microrrede, e para uma mesma variação de frequência, cada inversor deverá fornecer uma variação proporcional a sua potência nominal. Para isso, o coeficiente de inclinação

**Figura 7** – Operação de dois conversores em paralelo com coeficientes de inclinação diferentes.



Fonte: o autor.

e a potência nominal deverão ter a mesma relação e atender (13). Assim, garantem o compartilhamento de potência ativa para a carga e a divisão proporcional entre os conversores, como mostrado na Figura 7b. No entanto, a tensão de saída dos conversores não apresenta os mesmos valores nominais em regime permanente, como ficou demonstrado na Figura 7c, por ter influência da impedância de conexão à carga. Isso prejudicará o compartilhamento de potência reativa, não o fazendo proporcionalmente entre as fontes.

### 2.3 EFEITOS DA IMPEDÂNCIA DE REDE SOBRE O COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA

A precisão do compartilhamento de potência reativa é muito dependente da impedância de conexão às cargas. Tendo em vista que é comum que os conversores estejam localizados em diferentes distâncias das cargas, ou seja, a assimetria das linhas é inevitável pela localização em que os conversores se encontram (AZEVEDO, 2011). O efeito devido a impedância da linha faz com que o conversor, que está fisicamente mais próximo da carga, contribua mais com a demanda de potência reativa.

O compartilhamento de potência ativa entre os conversores não é afetada pelo efeito de assimetria da rede. Isso se deve ao fato da característica  $P-\omega$  ser imposta apenas pela estratégia de controle. Quando é atingido o regime permanente, os conversores apresentam a mesma frequência. Se as frequências das fontes são diferentes, o ângulo de carga se modificará e por consequência o fluxo de potência ativa também. Na condição de equilíbrio, os ângulos de cargas são constantes, portanto, as frequências das fontes são iguais (AZEVEDO, 2011).

### 2.4 OS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO EM EFEITOS DE REDES COM CARACTERÍSTICAS RESISTIVAS

As redes elétricas de baixa tensão do sistema de distribuição apresentam características predominantemente resistivas. Tomando (2) e (3) e considerando que  $R \gg X$ , a componente indutiva pode ser desprezada. Assim, obtém-se novas equações para o fluxo de potência para redes predominantemente resistivas, dadas por

$$P = \frac{V_1(V_1 - V_2 \cos \delta)}{R}, \quad (14)$$

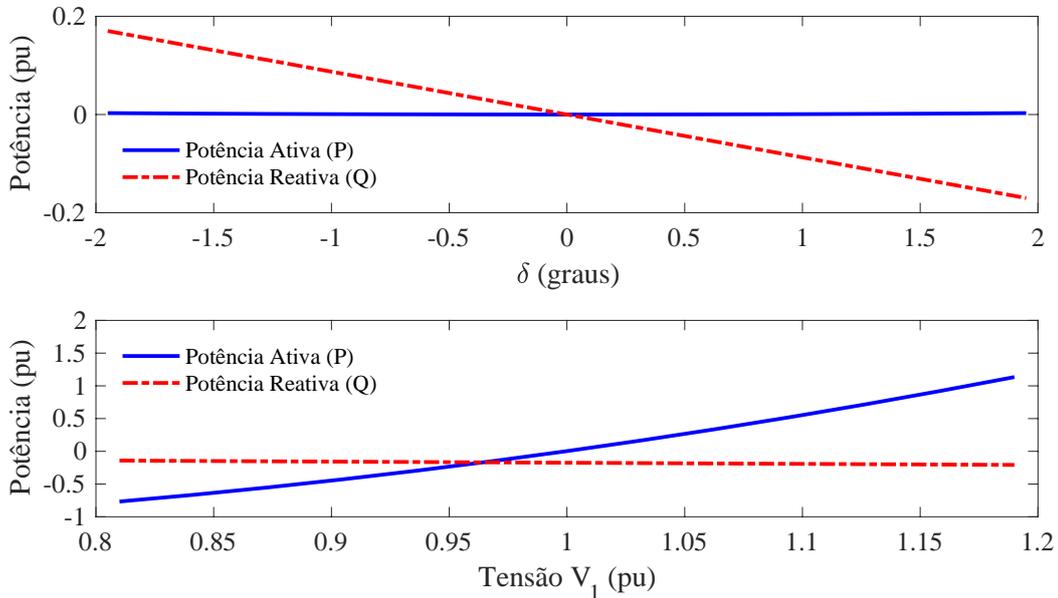
$$Q = -\frac{V_1 V_2 \sin \delta}{R}. \quad (15)$$

A mesma análise feita para redes indutivas é realizada para redes resistivas. É considerada a tensão  $V_2 = 1pu$  e a reatância  $X = 0.2pu$  constantes e analisando a influência da tensão  $V_1$  e do ângulo  $\delta$  nas potências. Na primeira situação considera-se constante a tensão  $V_1 = 1pu$  e é variado o ângulo  $\delta$ . Na segunda situação, fixa o ângulo  $\delta = 2^\circ$  e varia-se a tensão  $V_1$ . Os resultados são mostrados na Figura 8. Percebe-se que o ângulo  $\delta$  tem maior influência sobre a potência reativa e que a tensão, por sua vez, sobre a potência ativa. Há uma troca das relações se comparar com o fluxo de potência em rede indutiva. Fazendo as mesmas considerações para pequenos valores de  $\delta$ , são obtidos

$$P \approx \frac{V_1(V_1 - V_2)}{R}, \quad (16)$$

$$Q \approx -\frac{V_1 V_2 \delta}{R}. \quad (17)$$

**Figura 8** – Influência do ângulo  $\delta$  e da tensão  $V_1$  nas potências ativa e reativa para linhas predominantemente resistivas.



Fonte: o autor.

Em (16) e (17) apresentam uma nova relação, em que o fluxo de potência ativa passa a depender da diferença de tensão e a potência reativa depende do negativo do ângulo. Sob essa nova condição, muitos trabalhos como Correa (2018), Azevedo et al. (2019) e Siqueira (2013) sugerem modificar as equações do controle por inclinação para

$$\omega = \omega_0 + m(Q - Q_0), \quad (18)$$

$$V = V_0 - n(P - P_0). \quad (19)$$

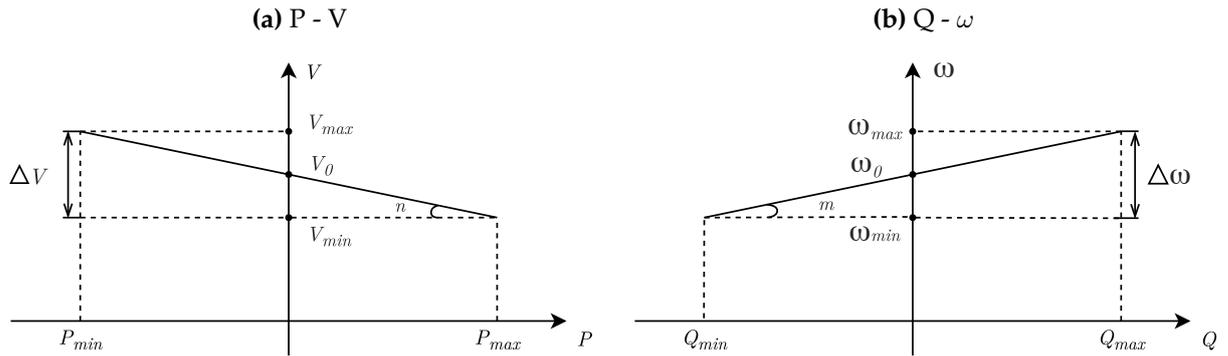
Na microrrede no modo de operação ilhada, considera-se  $P_0 = 0$  e de  $Q_0 = 0$ , portanto, as características de inclinação são dadas por

$$\omega = \omega_0 + mQ, \quad (20)$$

$$V = V_0 - nP. \quad (21)$$

O controle por inclinação usando essas equações é referido neste trabalho por *resistive droop* (RD). Na Figura 9 são mostradas as curvas do RD. Nota-se que a variação da frequência cresce em relação a potência reativa.

**Figura 9** – Curvas de decaimento P-V e Q- $\omega$ .



Fonte: o autor.

## 2.5 AJUSTES DOS COEFICIENTES DO CONTROLE POR INCLINAÇÃO

A escolha dos coeficientes de inclinação de frequência ( $m$ ) e amplitude de tensão ( $n$ ) são importantes para garantir a operação estável da microrrede. Mas determiná-los não é uma tarefa trivial pois são influenciados por alguns fatores como as impedâncias de conexão à carga, impedância dos conversores e os desvios de frequência e amplitude da tensão de saída.

Oliveira (2012) e Coelho (2012) sugerem que os ajustes dos coeficientes de inclinação sejam determinados de acordo com as variações máximas da frequências e amplitude de tensão permitidas,  $\Delta\omega_{max}$  e  $\Delta V_{max}$ , considerando a potência máxima do conversor,  $P_{max}$  e  $Q_{max}$ . Observando a Figura 3, os coeficientes de inclinação máximos para linhas com características indutivas são determinados por

$$m_{max} = \frac{\Delta\omega_{max}}{P_{max}} = 2\pi \frac{\Delta f_{max}}{P_{max}} = 2\pi \frac{(f_{max} - f_{min})}{P_{max}}, \quad (22)$$

$$n_{max} = \frac{\Delta V_{max}}{Q_{max}} = \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_{max}}. \quad (23)$$

Quanto maior coeficiente de inclinação de tensão, melhor será o compartilhamento de potência reativa. No entanto, maior será a regulação de tensão, dada por

$$\Delta V = V_0 - V. \quad (24)$$

Com relação ao coeficiente de inclinação de frequência  $m$ , observado (10), quanto maior o seu valor, maior será a variação de frequência de saída. É importante destacar que valores elevados de  $m$  podem levar as oscilações e instabilidade (AZEVEDO, 2011). Essa variação de frequência é obtida em

$$\Delta f = f_0 - f. \quad (25)$$

Para o RD, os valores máximos dos coeficientes são dados por

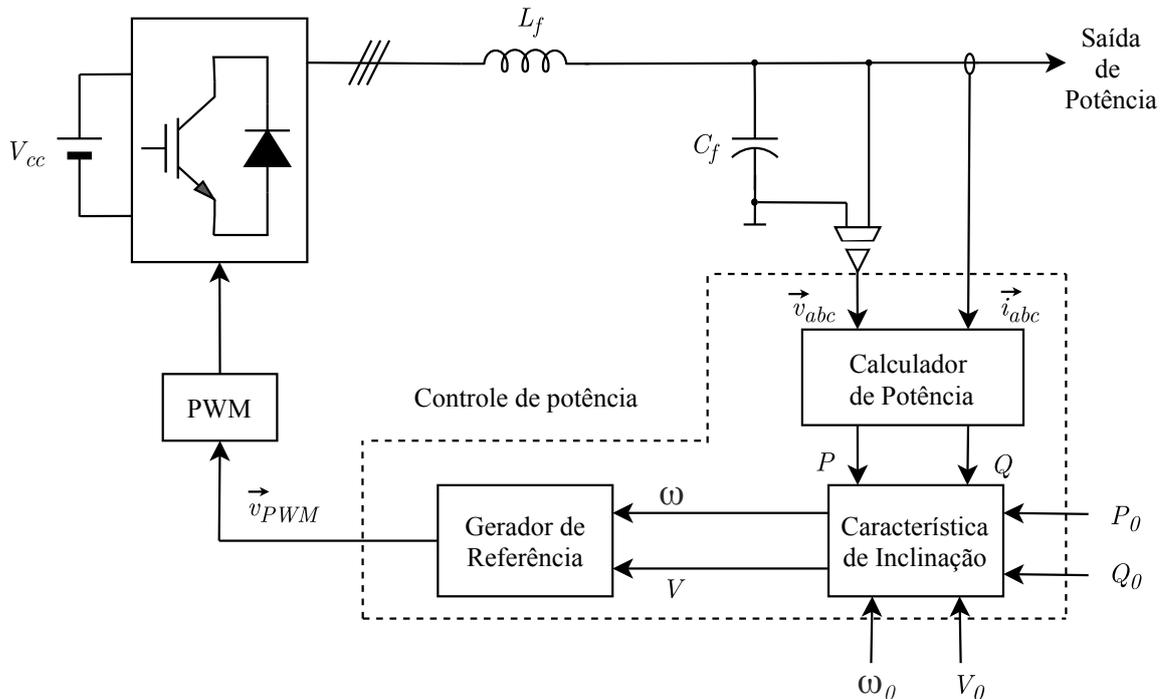
$$m_{max} = 2\pi \frac{\Delta f_{max}}{Q_{max}} = 2\pi \frac{(f_{max} - f_{min})}{Q_{max}}, \quad (26)$$

$$n_{max} = \frac{\Delta V_{max}}{P_{max}} = \frac{V_{max} - V_{min}}{P_{max}}. \quad (27)$$

## 2.6 CONVERSOR COM CONTROLE DE INCLINAÇÃO

O esquemático simplificado de um conversor trifásico operando com o controle de inclinação é mostrado na Figura 10. O controle do conversor envolve uma malha de potência e esta é constituída por sub-blocos, sendo eles: calculador de potência, características de inclinação e gerador de referência.

**Figura 10** – Diagrama de blocos do controle por inclinação aplicada a um conversor trifásico.



Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2011).

Observando os sub-blocos da malha de potência tem-se o calculador de potência que é responsável por estimar o valor médio das potências ativa e reativa na saída do conversor. Já as características de inclinação são responsáveis por definir a amplitude e frequência da tensão de referência para o conversor, por último, o gerador de referência gera um conjunto de tensões trifásicas senoidais e equilibradas com amplitude e frequência definidas pelas características de inclinação.

A fim de evitar componentes de potência oscilantes no tempo esta técnica de controle utiliza-se das componentes médias das potências ativa e reativa. Elas são obtidas

pelo sub-bloco do calculador de potência. Uma forma de se obter essas componentes é com base na teoria de potência ativa e reativa instantânea.

A potência ativa instantânea é dada pelo produto escalar entre a tensão e corrente (AZEVEDO, 2011), como segue

$$p = \vec{v}_{abc} \cdot \vec{i}_{abc}, \quad (28)$$

onde  $\vec{v}_{abc}$  e  $\vec{i}_{abc}$  é a tensão e corrente de saída do conversor e onde "." representa produto escalar. Já a potência reativa é definida pelo módulo do produto vetorial entre a tensão e corrente, dada por

$$q = |\vec{v}_{abc} \times \vec{i}_{abc}| = \vec{v}_{abc\perp} \cdot \vec{i}_{abc}. \quad (29)$$

onde "x" representa produto vetorial e  $\vec{v}_{abc\perp}$  é uma tensão fictícia que está adiantada 90° da tensão original. Uma vez que o sistema é trifásico, pode ser aplicada a transformação de Clarke para se obter as tensões e correntes em referencial estacionário (WATANABE et al., 2000). Assim, obtendo uma representação bifásica equivalente. A mudança de coordenada é feita da seguinte maneira

$$\vec{X}_{\alpha\beta} = [T]\vec{X}_{abc}, \quad (30)$$

onde X é uma grandeza trifásica a ser convertida e T é a matriz de transformação de Clarke, dada por

$$[T] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix}. \quad (31)$$

Assim, as potências ativa e reativa das Equações (28) e (29), que estão em coordenadas a-b-c, podem ser obtidas através de

$$p = \frac{3}{2}(\vec{v}_{\alpha}\vec{i}_{\alpha} + \vec{v}_{\beta}\vec{i}_{\beta}), \quad (32)$$

$$q = \frac{3}{2}(\vec{v}_{\beta}\vec{i}_{\alpha} - \vec{v}_{\alpha}\vec{i}_{\beta}). \quad (33)$$

Para extrair as componentes médias das potências, comumente utiliza-se um filtro passa-baixa de primeira ordem com frequência de corte menor ou igual a uma década da frequência fundamental da rede (AZEVEDO, 2011); (OLIVEIRA, 2016); (GUERRERO et al., 2007). Essa frequência de corte deve ser muito baixa para amenizar as componentes oscilantes das potências, além de resultar em resposta dinâmica lenta. Essas oscilações podem se propagar para a frequência e tensão de referência, trazendo instabilidade à microrrede.

## 2.7 CONCLUSÃO

Neste capítulo foi apresentada a teoria básica do controle por inclinação para o paralelismo de conversores em microrredes. A partir disso, pode-se apresentar as principais características dessa estratégia:

- Esta técnica opera de maneira que não é necessária a comunicação entre os conversores. Para isso, o compartilhamento de potência é feito baseado apenas com informações locais de tensão e corrente de saída do conversor;
- Flexibilização de operação, pelo fato que pode operar tanto conectada quanto isolada da rede convencional;
- O desempenho do controle é fortemente dependente da característica da linha de conexão à carga, podendo apresentar erros de compartilhamento de potência reativa.

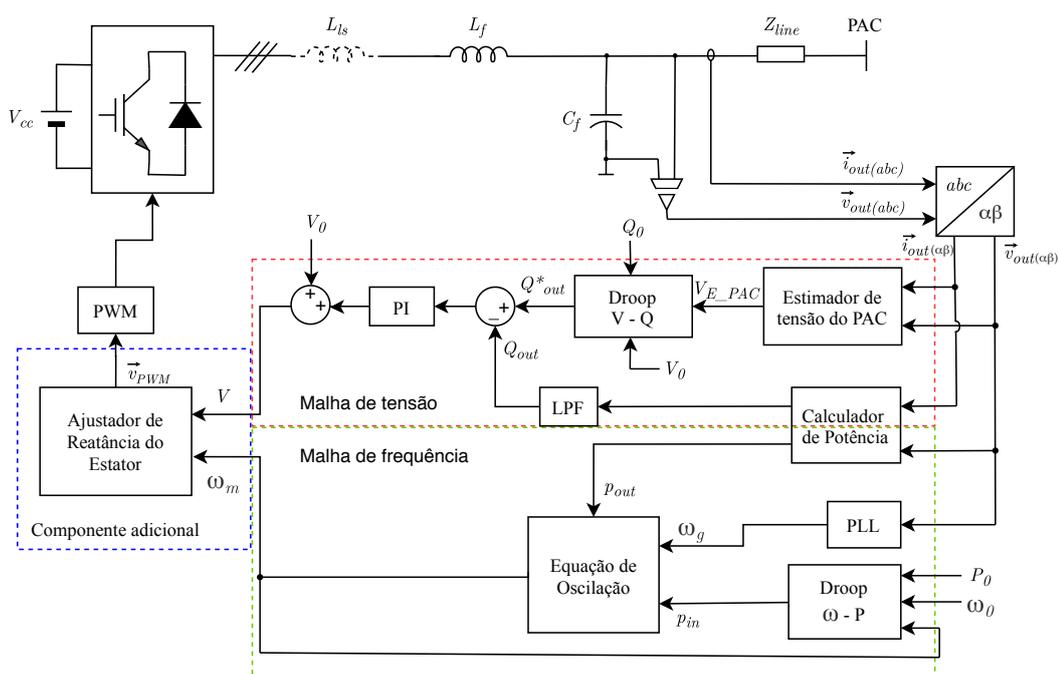
### 3 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA USANDO GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

Uma das soluções para compensar a falta de inércia e amortecimento em uma microrrede é a utilização de conversores baseados no método VSG (Gerador Síncrono Virtual). Este método consiste em emular as características dinâmicas da máquina síncrona através da inserção da equação *swing* ou equação de oscilação no controle de inclinação (OLIVEIRA, 2018).

O VSG apresentado por Liu e Ise (2017) é implementado a fim de amortecer oscilações que são acentuadas no compartilhamento de potência ativa durante transição de cargas visto que essas oscilações são inerentes a equação de oscilação (SHINTAI; ISE, 2014) e que podem ser melhoradas através do ajuste de uma reatância virtual do estator. Além disso, um compartilhamento de potência reativa adequado e sem comunicação entre os conversores é esperado por meio de estimação da tensão no PAC.

Na Figura 11 é apresentada a estrutura de um conversor trifásico usando o método de controle VSG. Além do conversor, pode ser visto o filtro de saída LC e a indutância virtual do estator ( $L_{ls}$ ). A indutância virtual do estator é disposta para ser considerada como parte do estator da máquina síncrona virtual, permitindo o ajuste da impedância de saída e atuando como impedância com valor significativo na alta frequência (RESTREPO, 2018). A sua representação está tracejada por ser um valor ajustável e imposto pelo controle, assim, é apresentado de maneira virtual no circuito. O

**Figura 11** – Diagrama de blocos do controle VSG aplicado a um conversor trifásico.



Fonte: Adaptado de (LIU; ISE, 2017).

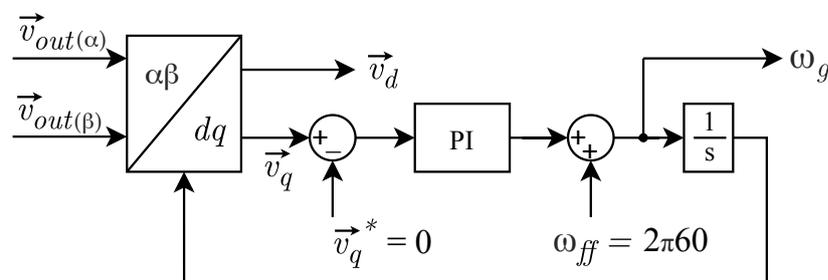
filtro LC garante a atenuação das componentes de tensão em altas frequências produzidas pelo chaveamento do conversor. Além disso, o indutor do filtro contribui para que a impedância de saída tenha uma característica mais indutiva, o que é importante para o desacoplamento de potência ativa e potência reativa em uma microrrede de baixa tensão (LAKSHMI; PURUSHOTHAM, 2017). A impedância de linha ( $Z_{line}$ ) também está representada. Para facilitar o entendimento divide-se a figura em duas malhas principais, a malha de frequência e a malha de tensão, e um componente adicional: o ajustador de reatância virtual do estator. A seguir, essas malhas e o ajustador de reatância virtual do estator são explicados em detalhes.

### 3.1 MALHA DE FREQUÊNCIA DO VSG

A malha de frequência é responsável por gerar a frequência angular virtual, que representa, no gerador síncrono, a frequência do eixo do rotor de acordo com a potência ativa fornecida ou absorvida pelo conversor. Esta malha é constituída pelos blocos: PLL (*Phase locked loop*), *Droop*  $\omega$ - $P$ , calculador de potência (ativa) e equação de oscilação.

O PLL é utilizado para detectar a frequência do vetor tensão de saída do conversor. Neste trabalho é utilizado o PLL do tipo SRF - PLL (do inglês, *Synchronous Reference Frame Phase-locked-loop*) pela sua simplicidade (OLIVEIRA, 2016). Na Figura 12 é mostrado o diagrama de blocos do SRF-PLL. A tensão da saída, que está em referencial  $\alpha\beta$ , é transformada para o referencial síncrono ( $dq$ ) através da transformação de PARK (PARK, 1929). A componente de eixo  $q$  do vetor tensão passa por um controlador Proporcional Integral (PI) com o objetivo de anular o valor desta componente. Dessa maneira, a componente do eixo  $d$  coincide com o módulo do vetor tensão, e a sua posição angular coincide com o ângulo de fase do vetor tensão (AZEVEDO, 2011). A saída do PI é somada a uma componente *feedforward* ( $\omega_{ff}$ ), igual a  $2\pi 60$ , a fim de ajudar o sistema a estabilizar-se mais rápido, principalmente na inicialização (SOUZA, 2008).

Figura 12 – Diagrama de blocos do SRF - PLL.



Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2008).

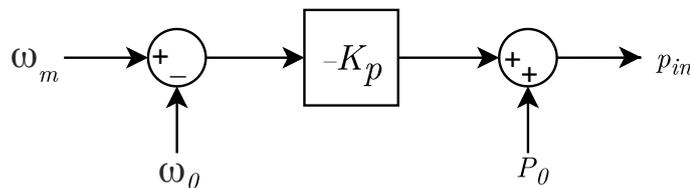
O bloco *droop*  $\omega$  -  $P$  (ou controle de frequência - potência ativa) emula a ação do sistema governador das máquinas síncronas, também chamado de regulador de velocidade. As máquinas síncronas apresentam a característica de diminuir sua

velocidade (ou frequência) quando a demanda de potência ativa aumenta. Então, o regulador de velocidade é usado nas máquinas síncronas para mantê-las operando próximo da velocidade nominal. Como se trata de uma máquina virtual, o bloco *droop*  $\omega - P$  regula a frequência da microrrede, controlando a entrada de potência mecânica virtual da máquina,  $p_{in}$ , através de

$$p_{in} = P_0 - K_p(\omega_m - \omega_0), \quad (34)$$

onde  $\omega_0$  é a frequência angular nominal,  $\omega_m$  é a frequência angular virtual do VSG,  $P_0$  é a potência ativa de referência e  $K_p$  o coeficiente de inclinação de frequência. O diagrama de blocos deste regulador de frequência é mostrado na Figura 13.

**Figura 13** – Diagrama de blocos do *droop*  $\omega$ -P.



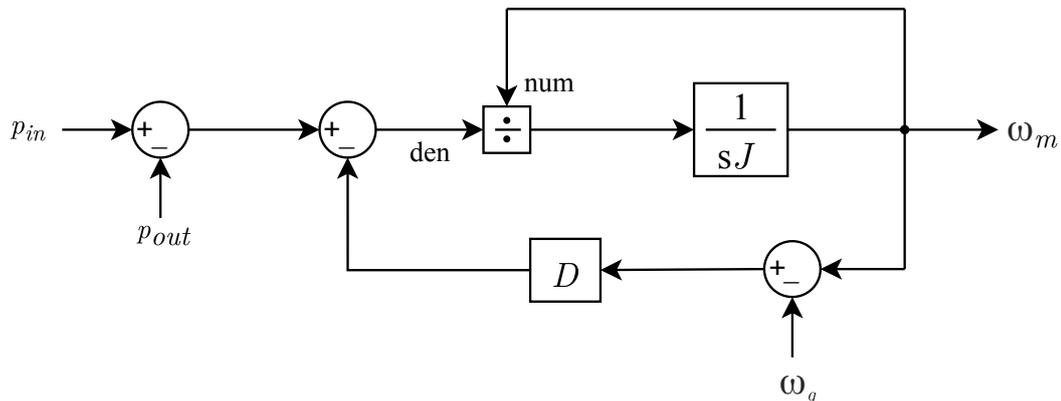
Fonte: Adaptado de (LIU; ISE, 2017).

A base do controle VSG é a equação *swing* ou de oscilação cuja representação por diagrama de blocos segue na Figura 14, onde os termos num e den refere-se a numerador e denominador, respectivamente. Para emular o comportamento da massa rotativa de uma máquina virtual, é construído com capacidade de armazenamento de energia, que permite emular os parâmetros de inércia e amortecimento do sistema. A equação de balanço é dada por

$$p_{in} - p_{out} = J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} + D(\omega_m - \omega_g), \quad (35)$$

em que  $p_{in}$  é a potência ativa de referência para a entrada do VSG,  $p_{out}$  é a potência de saída do conversor,  $J$  é o momento de inércia virtual do rotor,  $D$  é o fator de amortecimento que representa os enrolamentos amortecedores de uma máquina síncrona,  $\omega_g$  é a

**Figura 14** – Diagrama de blocos da equação de oscilação.



Fonte: o autor.

velocidade angular da rede ou o valor de referência quando esta não esta disponível. A potência ativa de saída do conversor,  $p_{out}$ , vem do bloco calculador de potência (Figura 11) e é calculada usando (32).

De acordo com (35), se a potência de entrada do VSG for maior que a potência de saída, ou seja,  $p_{in} > p_{out}$ , a frequência  $\omega_m$  tende a aumentar. De forma similar se  $p_{in} < p_{out}$ ,  $\omega_m$  diminui. O parâmetro  $p_{in}$  é regulado pelo *droop*  $\omega - P$ , para restaurar o balanço entre a potência elétrica de saída e a potência mecânica virtual de entrada. Ao atingir o estado de regime permanente, a frequência virtual se torna igual a da rede,  $\omega_m = \omega_g$  e  $\frac{d\omega_m}{dt} = 0$ . Então, a potência de entrada será igual a de saída,  $p_{in} = p_{out}$  (LIU, 2016).

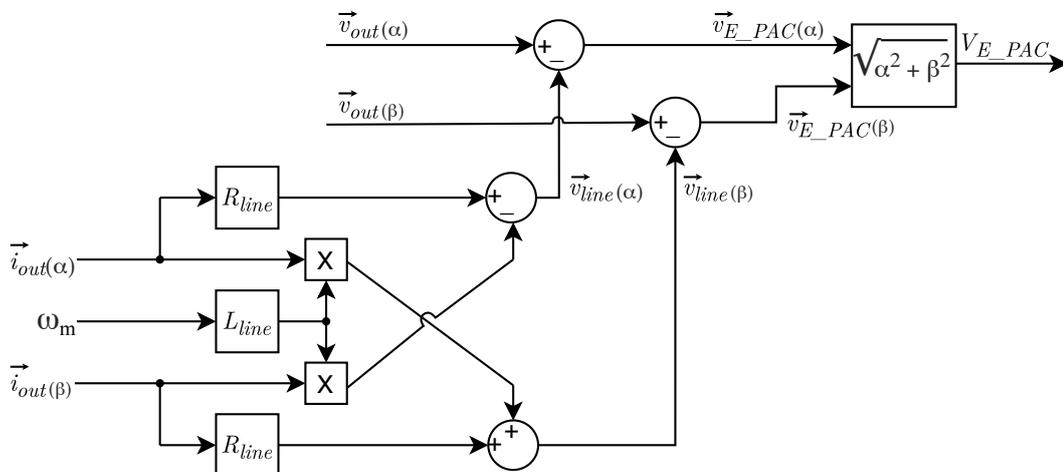
### 3.2 MALHA DE TENSÃO DO VSG

A malha de tensão do VSG proposto por Liu e Ise (2017) tem a finalidade de controlar a amplitude da tensão no PAC através da potência reativa fornecida ou absorvida pelo conversor. Ela é composta pelos blocos: estimador de tensão no PAC, calculador de potência (reativa), *droop* V-Q e um controlador PI.

No Capítulo 2, foi visto que o controle LD (*Inductive Droop*) não compartilha potência reativa precisamente devido a queda de tensão na linha. Para contornar esse problema, (LIU; ISE, 2017) propõe usar um estimador de tensão para determinar a amplitude da tensão esperada no PAC,  $V_{E\_PAC}$ , através da diferença entre a tensão de saída do conversor e a tensão obtida pelos parâmetros de corrente e impedância da linha. Assim, permite-se que o compartilhamento de potência reativa não seja dependente da impedância de conexão e das mudanças da potência ativa.

O princípio do estimador de tensão no PAC é mostrado pelo diagrama de blocos da Figura 15.

**Figura 15** – Diagrama de blocos do estimador de tensão no PAC.



Fonte: Adaptado de (LIU; ISE, 2017).

Usualmente, a escala da microrrede é pequena e fácil de ser medida, portanto, é mais simples de se obter os parâmetros da linha. No entanto, em casos que isso não ocorre, existem métodos, como o apresentado em Asiminoaei et al. (2005), que permitem estimar os parâmetros (resistência e indutância) dos dados da linha.

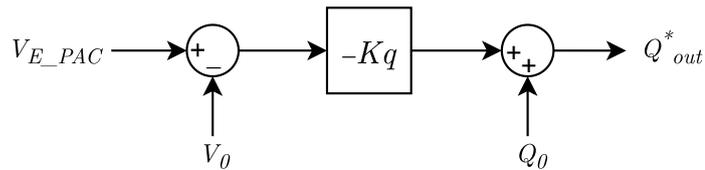
Analogamente ao bloco calculador de potência ativa, o cálculo de potência reativa é realizado em função das medições instantâneas de tensão e corrente e calculada através de (33).

O controle *droop* V - Q é obtido em função de uma potência reativa de referência pela relação proporcional negativa entre a tensão e a potência reativa e é determinado por

$$Q_{out}^* = Q_0 - K_q(V_{E_{PAC}} - V_0), \quad (36)$$

onde  $V_{E_{PAC}}$  é a tensão nominal,  $Q_0$  a potência de referência,  $K_q$  o coeficiente de inclinação de tensão. De acordo com (36), o diagrama de blocos pode ser representado pela Figura 16.

**Figura 16** – Diagrama de blocos do *droop* V - Q.



Fonte: Adaptado de (LIU; ISE, 2017).

A partir da diferença entre a potência reativa de referência,  $Q_{out}^*$ , e da potência reativa de saída do conversor,  $Q_{out}$  é gerado um erro que passa por um controlador e é somado a tensão nominal como mostrado a Figura 11. Para o ajuste do controlador PI, (LIU; ISE, 2016) considerou o modelo de pequenos sinais da planta de potência reativa.

### 3.3 AJUSTADOR DE REATÂNCIA VIRTUAL DO ESTADOR

Quando o VSG é conectado à microrrede podem surgir oscilações de potência devido a distúrbios (por exemplo, faltas em linhas), ou devido a transitórios causados pelas variações de cargas quando o sistema se encontra no modo ilhado e também podem acontecer quando da desconexão da rede.

Segundo (LIU; ISE, 2017), essas oscilações podem ser amortecidas de duas maneiras: aumentando a reatância do estator ou mudando o momento de inércia. A diminuição no momento de inércia pode minimizar as oscilações durante transitórios, mas não é aconselhável fazê-lo, pois a vantagem do VSG e que o distingue dos outros métodos, é a inércia virtual.

Atentando para a Figura 17, a capacitância  $C_f$  pode ser desconsiderada na análise de frequência fundamental (LIU, 2016), considerando que a reatância total de saída

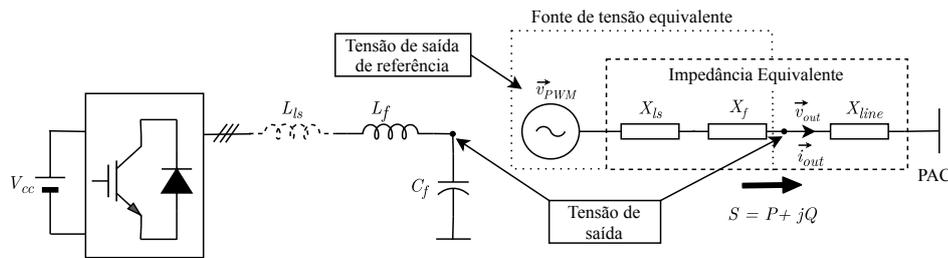
( $X_t$ ) é igual a soma da reatância do filtro de saída ( $X_f$ ) e da reatância da linha ( $X_{line}$ ). O indutor do filtro  $L_f$  contribui para a impedância de saída e pode ser considerado como a impedância do estator do VSG. Assim, torna o sistema mais indutivo e é importante para rede de baixa tensão.

Ao colocar uma indutância virtual na saída ( $L_{ls}$ ) do VSG é possível alterar a reatância virtual de saída do conversor, o qual poderá ser controlado pelo ajustador de reatância virtual do estator. Liu e Ise (2016) recomendam que a reatância total de saída, em valores por unidade, seja de 0.7 pu para conseguir o amortecimento, por ser um valor típico da reatância transitória total do eixo direto das máquinas síncronas. A reatância total de saída em pu é dada através de

$$X_{t_i}^* = \frac{S_{base i} \omega_{base i} (L_{ls i} + L_{f i} + L_{line i})}{V_0^2} \cong 0.7 pu. \quad (37)$$

em que o índice  $i$  representa o conversor a ser calculado. Os parâmetros  $L_f$  e  $Z_{line} = (R_{line} + j\omega L_{line})$  são considerados como parâmetros conhecidos no trabalho.

**Figura 17** – Esquemático da indutância virtual.



Fonte: Adaptado de (Sun et al., 2017).

Então, o comportamento indutivo na saída do conversor pode ser implementado modificando a tensão de referência através da subtração da queda de tensão sobre a indutância virtual, seguindo a Figura 17. O ajustador de reatância virtual do estator é implementado em referencial estacionário, como mostra o diagrama de bloco da Figura 18, realizada pela multiplicação da corrente e saída pela indutância do estator virtual. Este pode ser desenvolvida por

$$\vec{v}_{PWM(\alpha\beta)} = \vec{v}_{(\alpha\beta)} - L_{ls} \frac{d}{dt} \vec{i}_{out(\alpha\beta)}. \quad (38)$$

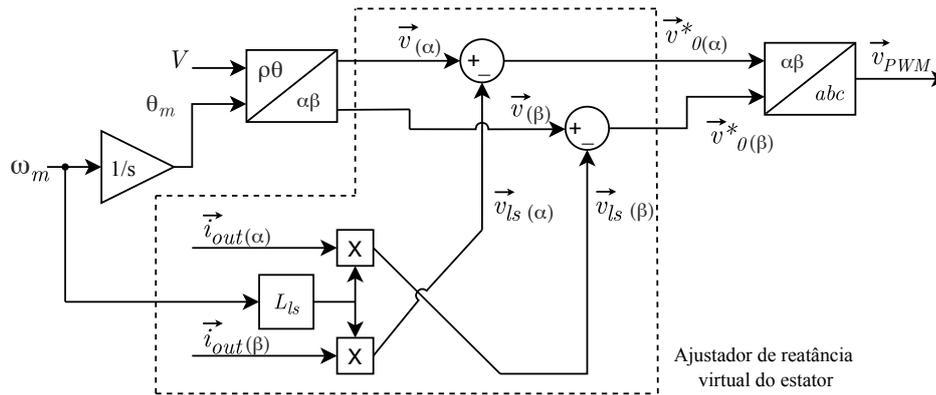
Para eliminar a necessidade de cálculo de derivada (CARVALHO, 2019) é considerado apenas o comportamento em regime permanente senoidal, resultando em:

$$\vec{v}_{PWM(\alpha\beta)} = \vec{v}_{(\alpha\beta)} + \omega_m L_{ls} \vec{i}_{out(\beta)} - \omega_m L_{ls} \vec{i}_{out(\alpha)}. \quad (39)$$

No diagrama da Figura 18 é realizada a transformação das variáveis representadas em coordenadas polares (em que  $\rho$  é uma amplitude do vetor espacial e  $\theta$  é o ângulo deste vetor) para o referencial estacionário  $\alpha\beta$  através de:

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho \cos \theta \\ \rho \sin \theta \end{bmatrix}. \quad (40)$$

Figura 18 – Diagrama de blocos do ajustador de reatância virtual do estator.



Fonte: Por (LIU; ISE, 2017)

### 3.3.1 Efeito da reatância virtual do estator

Para analisar o efeito da reatância do estator, uma microrrede é implementada, sendo composta por dois conversores que estão em paralelo e alimentando uma carga por meio de uma impedância, como mostrado na Figura 5. Os parâmetros do circuito são mostrados na Tabela 2. A Tabela 3 apresenta os valores referentes aos parâmetros do controle do VSG em pu e na Tabela 4, os valores absolutos, sendo obtidos pela mudança das variáveis como segue no Apêndice A.

Tabela 2 – Parâmetro do Circuito - VSG.

Parâmetro	Valor(pu)	Valor	Parâmetro	Valor(pu)	Valor
$L_{ls1}$	0,602 pu	7,7mH	$L_{ls2}$	0,651	16,7mH
$L_{f1}$	0,0942 pu	1mH	$L_{f2}$	0,0471 pu	1mH
$C_{f1}$	66,31 pu	4,7 $\mu F$	$C_{f2}$	33,16 pu	4,7 $\mu F$
$L_{line1}$	0,00375 pu	1,46mH	$L_{line2}$	0,00188 pu	1.46mH

Fonte: o autor.

Tabela 3 – Parâmetro do VSG em pu.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$S_{base1}$	20 kVA	$M_i^*$	8 s
$S_{base2}$	10 kVA	$D_i^*$	17 pu
$V_0$	$220\sqrt{2}V$	$K_{pi}^*$	20 pu
$\omega_0$	$2\pi 60$ rad/s	$K_{qi}^*$	5 pu
$P_0^*$	0 pu	$K_{pqi}^*$	0,0125 pu
$Q_0^*$	0 pu	$T_{iqi}^*$	$1,25 \cdot 10^{-4}$ s

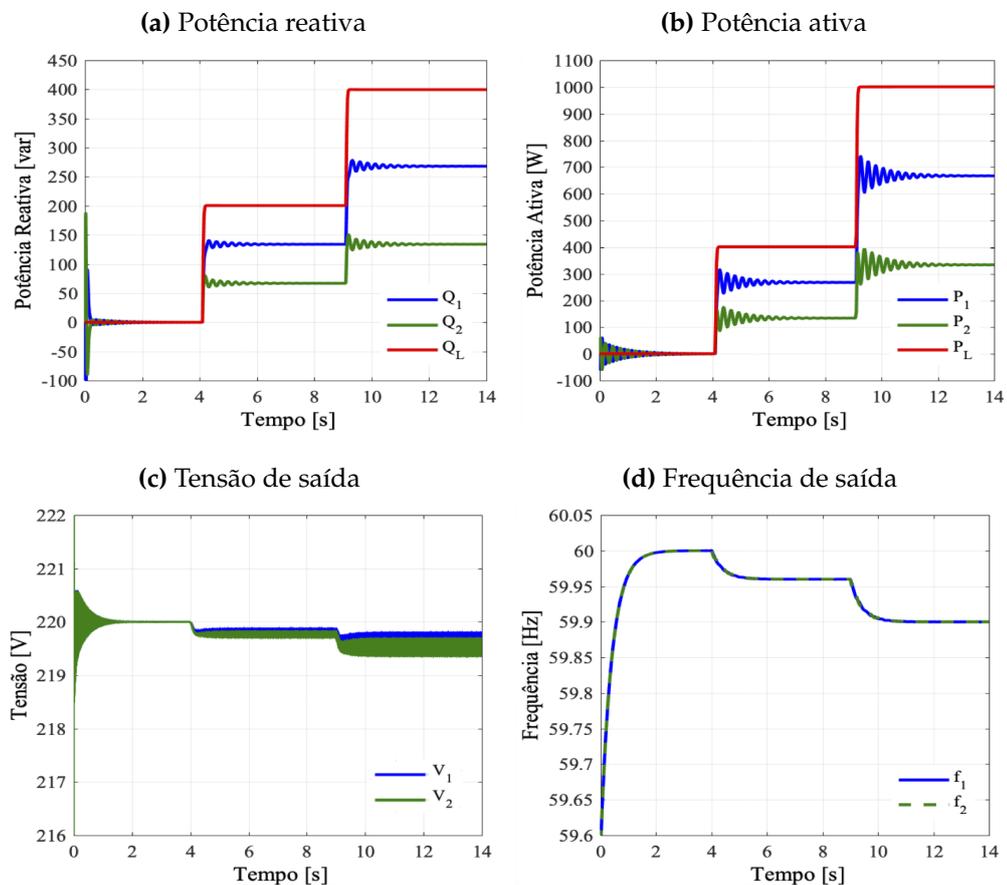
Fonte: o autor.

**Tabela 4** – Parâmetro do VSG em valores absolutos.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$P_0$	0 W	$K_{p2}$	$0,530 \cdot 10^3 \text{ rad/sW}$
$Q_0$	0 var	$K_{q1}$	321,41 V/var
$D_1$	901,881	$K_{q2}$	160,706 V/var
$D_2$	450,941	$K_{pc1}$	$1,944 \cdot 10^{-4}$
$J_1$	$1,126 \text{ kg.m}^2$	$K_{pc2}$	$3,889 \cdot 10^{-4}$
$J_2$	$0,563 \text{ kg.m}^2$	$K_{ic1}$	1,556
$K_{p1}$	$1,061 \cdot 10^3 \text{ rad/sW}$	$K_{ic2}$	3,111

Fonte: o autor.

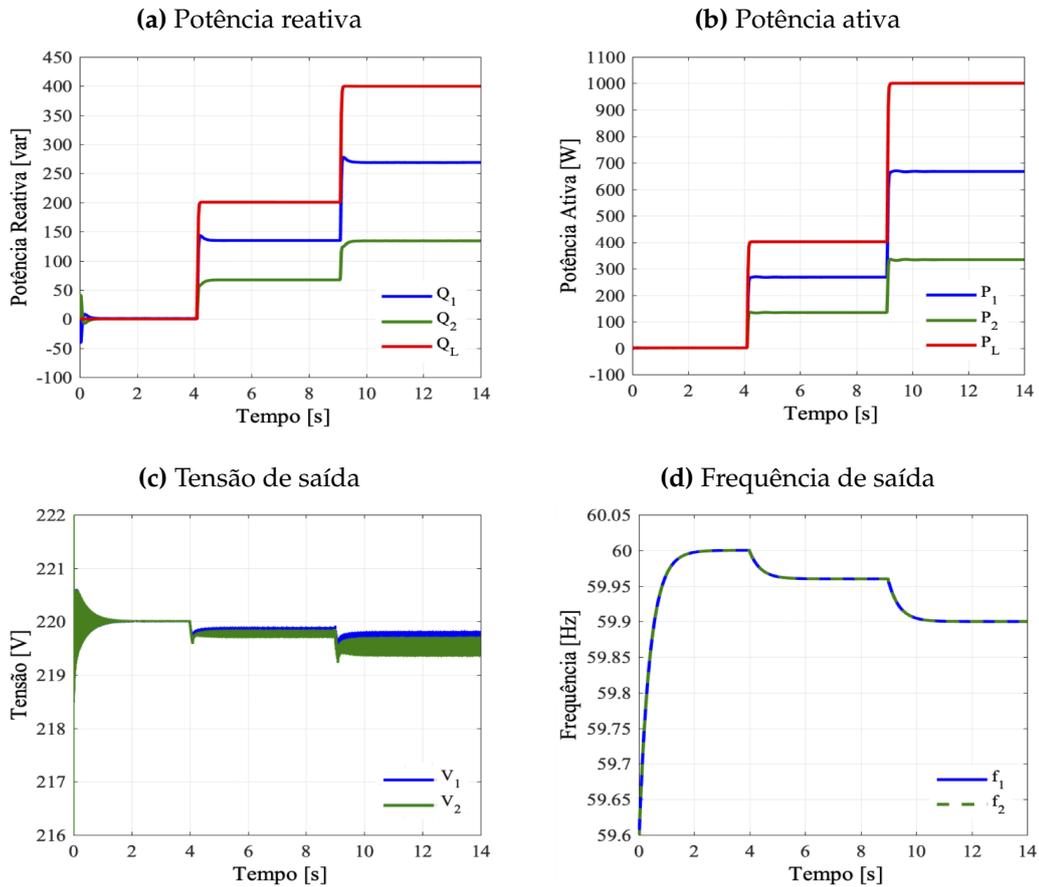
Na Figura 19 é mostrado o resultado de simulação do VSG sem o ajustador de reatância virtual, enquanto na Figura 20 é mostrado o resultado com todos os componentes. Nos primeiros segundos, estão desconectadas as cargas. Uma carga trifásica com potência ativa de  $0.4 \text{ kW}$  e potência reativa de  $0.2 \text{ kvar}$  é conectada em 4 segundos e uma segunda carga de potência ativa de  $0.6 \text{ kW}$  e potência reativa de  $0.2 \text{ kvar}$  é conectada em 9 segundos. Nas transições, há a presença de oscilações acentuadamente no compartilhamento de potência ativa para o caso do VSG sem a reatância virtual de estator.

**Figura 19** – Resultado do VSG sem ajustador de reatância virtual do estator.

Fonte: o autor.

Ao implementar o VSG com a reatância virtual, essas oscilações são praticamente eliminadas. Nota-se também que para os dois casos houve um compartilhamento de potência reativa proporcional a potência nominal dos conversores, uma vez que o Conversor 1 fornece o dobro da potência do Conversor 2. Mas, no VSG com reatância virtual as oscilações na potência reativa são amortecidas, convergindo mais rápido.

**Figura 20** – Resultados do VSG com ajustador de reatância virtual do estator.



Fonte: o autor.

### 3.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foi apresentada a fundamentação teórica da estratégia de compartilhamento de potência dos conversores baseada no controle via modelo do gerador síncrono virtual, detalhando cada componente. Diante disso, pode-se listar as principais características desse controle:

- Esta técnica apresenta inércia e amortecimento virtual, através da inserção da equação de oscilação, representando o comportamento real das máquinas síncronas reais;

- Compartilhamento de potência reativa preciso baseado no *droop control* V-Q e no estimador de tensão no PAC, sendo independente da impedância da linha e de variações da potência ativa;
- O controle é realizado sem a necessidade de implementação de sistema de comunicação digital entre conversores;
- Com o ajustador de reatância do estator virtual, as oscilações transitórias de potência ativa e reativa são amortecidas. Demonstrando que, embora ambas as estratégias tenham desempenho equivalente em regime permanente, em regime transitório a estratégia de controle via VSG apresenta melhor resposta dinâmica.

## 4 COMPARATIVO DAS TÉCNICAS DE COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA

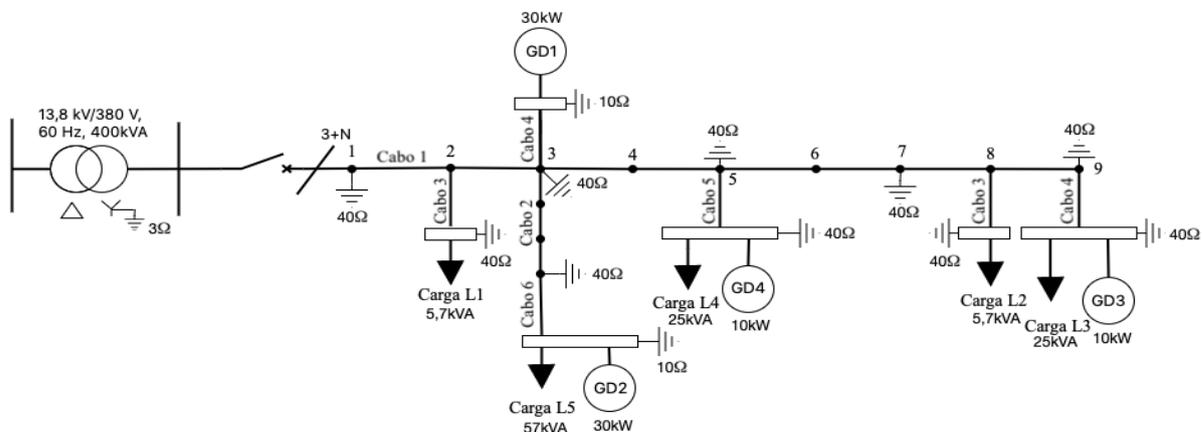
Neste capítulo é realizada uma comparação entre os métodos apresentados neste trabalho, o controle LD, RD e o VSG. A análise é feita através de simulação, com o software Simulink/MATLAB®, de uma microrrede que está operando de forma isolada da rede principal. A comparação é feita através das figuras de mérito: erro percentual de compartilhamento de potência ativa, erro percentual de compartilhamento de potência reativa, regulação de tensão, regulação de frequência e THD (distorção harmônica total).

A análise é baseada em uma microrrede de testes sugerida pelo CIGRÉ (PAPATHANASSIOU; HATZIARGYRIOU; STRUNZ, 2005), formada por uma pequena rede em baixa tensão composta de conjuntos de cargas e GDs.

### 4.1 DESCRIÇÃO DA MICRORREDE UTILIZADA

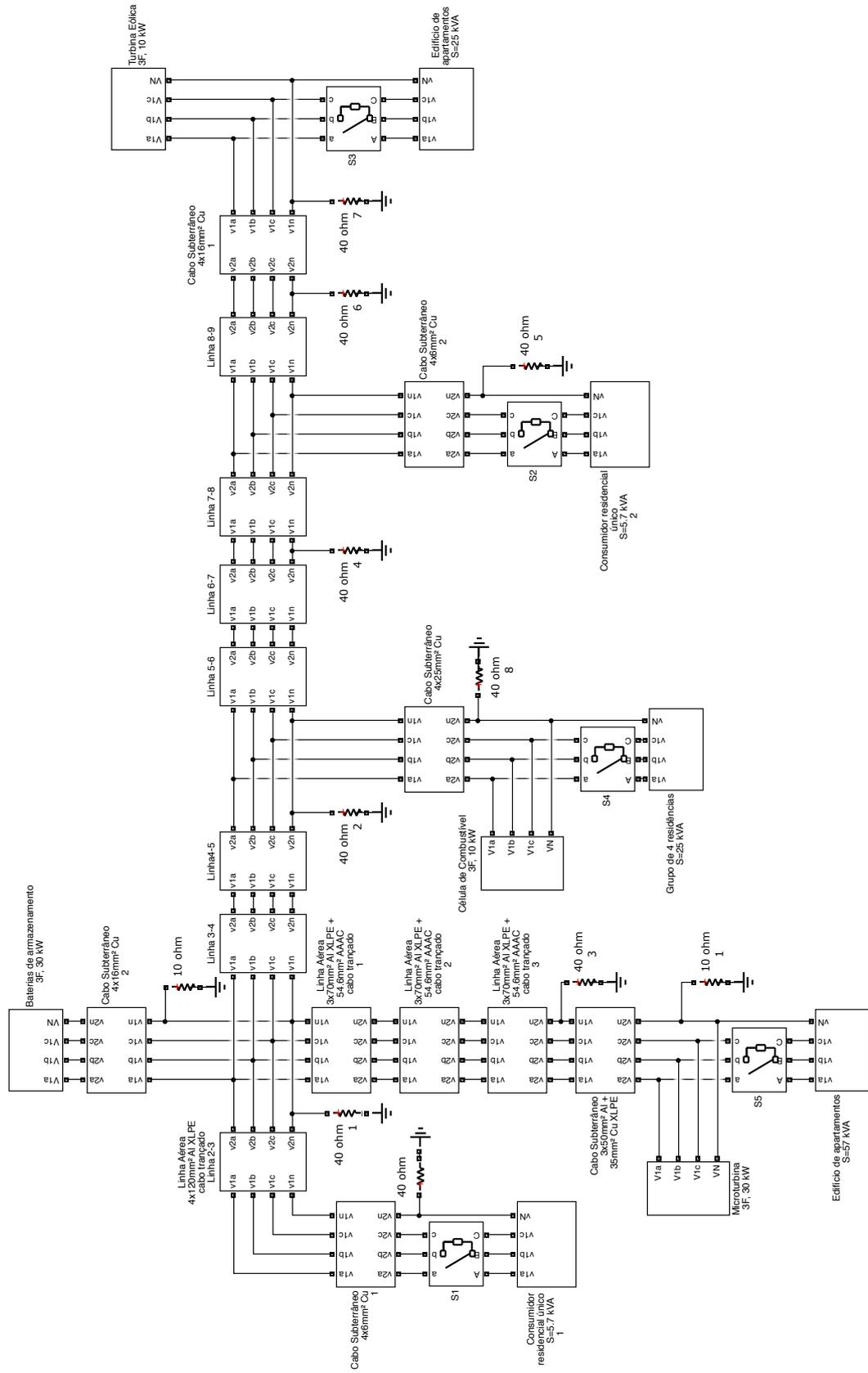
A microrrede adotada é ilustrada na Figura 21 e é fundamentada por um sistema de baixa tensão de referência do CIGRÉ. Para uma modelagem e simulação eficiente, na operação da microrrede são consideradas as características técnicas das redes de distribuição convencionais. Grande parte dessas redes apresentam uma estrutura radial, constituídas de um tronco principal que parte da subestação abaixadora alimentando diversos ramais, que por sua vez estão conectadas as cargas e GDs. A microrrede padrão de baixa tensão é conectada à rede de média tensão por um transformador de 400 kVA e uma chave. O modelo em ambiente de software Simulink/MATLAB® dessa microrrede é ilustrado na Figura 22, em que é considerada a microrrede sem a interconexão com a rede de média tensão.

Figura 21 – Microrrede padrão baseada pela CIGRÉ.



Fonte: Adaptada de (PAPATHANASSIOU; HATZIARGYRIOU; STRUNZ, 2005).

Figura 22 – A microrrede padrão em Simulink/MATLAB.



Fonte: o autor.

As características técnicas dessa microrrede estão listadas a seguir:

- A microrrede é formada por linhas aéreas OL (*Overhead Lines*) constituídas com cabos do tipo XLPE trançados de alumínio alimentando ao longo de sua extensão uma área residencial, por exemplo. Os parâmetros dos cabos dos alimentadores e ramais de conexão de serviço (*Service Connection*) são mostrados na Tabela 5;
- O sistema é à quatro fios;
- O condutor neutro é multiaterrado, com os aterramentos sendo realizados na subestação, a cada dois postes e a cada ponto de conexão do consumidor;
- A distância entre os postes é de  $35m$  e para cada cabo de serviço é adotado o comprimento de  $30m$ ;
- O fator de potência de todos consumidores é igual a  $0,85$  indutivo.

**Tabela 5** – Dados dos cabos.

#	Tipo de cabos	$R_{fase}$ $\Omega/km$	$R_{fase}$ $\Omega/km$	$R_{neutro}$ $\Omega/km$	$R_0$ $\Omega/km$	$X_0$ $\Omega/km$
1	OL - Cabo trançado 3 x 120 $mm^2$ Al	0,284	0,083		1,136	0,417
2	OL - Cabo trançado 3 x 70 $mm^2$ Al + 54,6 $mm^2$ AAAC	0,497	0,086	0,630	2,387	0,447
3	SC - 4 x 6 $mm^2$ Cu	3,690	0,094		13,64	0,472
4	SC - 4 x 16 $mm^2$ Cu	1,380	0,082		5,52	0,418
5	SC - 4 x 25 $mm^2$ Cu	0,871	0,081		3,48	0,409
6	SC - 3 x 50 $mm^2$ Al + 55 $mm^2$ Cu	0,822	0,077	0,524	2,04	0,421

Fonte: Por (PAPATHANASSIOU; HATZIARGYRIOU; STRUNZ, 2005).

Todas as cargas presentes neste trabalho são trifásicas e equilibradas. Essas cargas podem ser um residência, um grupo residencial ou apartamentos. Nos postes número dois e oito têm uma carga de 5,7 kVA, cada (carga um e carga dois, respectivamente). O poste três apresenta dois ramos, um ramo contendo a GD1, que é uma bateria de armazenamento de 30 kW, e outro ramo contém a carga cinco de 57 kVA e a GD2, que é uma microturbina de 30 kW. No poste nove existe a carga três e a GD3, uma turbina eólica de 10 KW. No poste cinco há a carga quatro de 25 kVA com a GD4, uma célula combustível de 10 kW.

## 4.2 PARÂMETROS DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE OPERANDO NA MICRORREDE PADRÃO

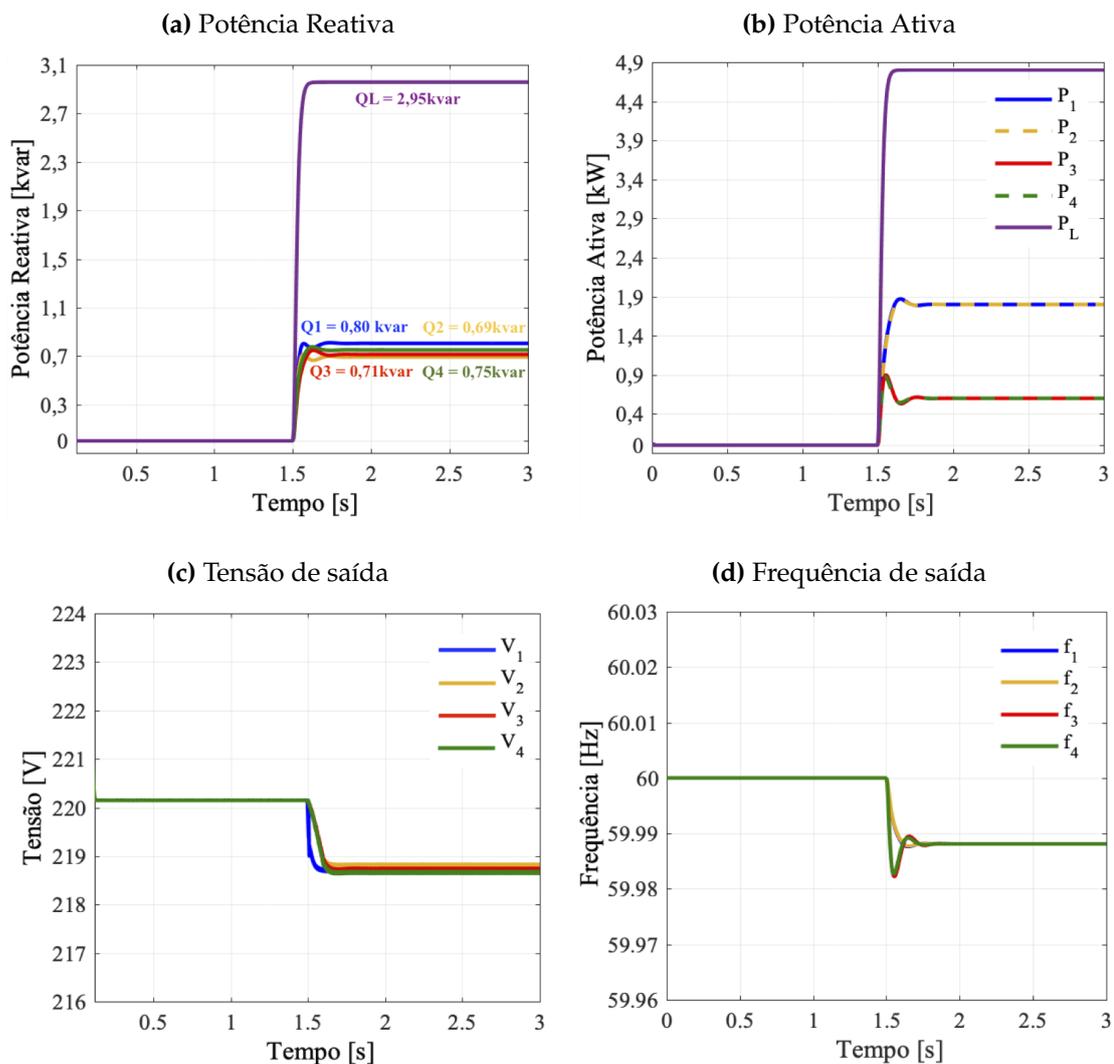
O desempenho de cada técnica está associado aos seus parâmetros, portanto, é necessário definí-los, e, para a análise são considerados o modelo médio dos conversores (o chaveamento não é representado) e seu filtro LC de saída ( $L_f = 1mH$  e  $C_f = 4.7\mu F$ ),

tendo em vista que o interesse é avaliar o comportamento das dinâmicas mais lentas do controle na microrrede.

Para os ajustes dos coeficientes de inclinação do controle LD, Guerrero et al. (2004) sugere que os valores aceitáveis de desvios de frequência e de tensão sejam de 2% e 5%, respectivamente. Porém, ao operar este controle na microrrede utilizando os ajustes com esses limites de variação, os resultados não foram satisfatórios, gerando muitas oscilações e instabilidade no sistema.

Como visto no Capítulo 2, esse comportamento é resultado de um aumento do coeficiente  $m$ , então, para se ter uma melhor resposta diminuiu-se o coeficiente a fim de que a frequência angular do PAC varie no máximo 0,33% do valor nominal. Ao realizar um aumento do coeficiente  $n$  para uma variação de 10% da tensão nominal, obteve-se um melhor resultado de compartilhamento de potência reativa, porém prejudicando a regulação de tensão, como pode ser visto ao comparar as Figuras 23 e 24.

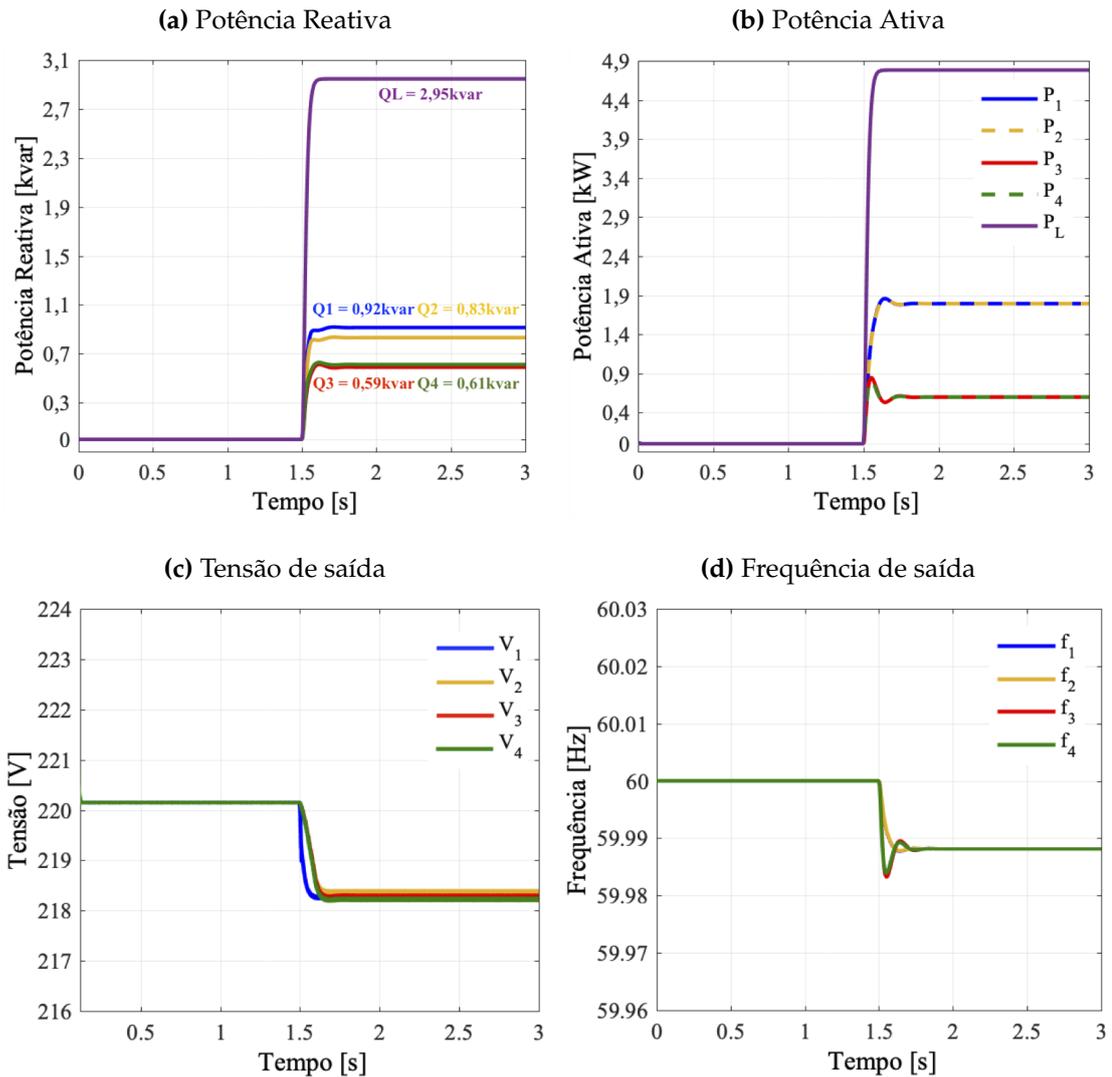
**Figura 23** – Conversores com *droop* com variação máxima de 5% da tensão nominal e 0,33% da frequência.



Fonte: o autor.

Nessas figuras, os Conversores 1 e 2 deveriam fornecer como resultados da aplicação do controle 3/8 da potência reativa total (cargas e perdas das linhas), enquanto, os Conversores 3 e 4 deveriam fornecer 1/8 dessa potência, cada. Na Figura 24 pode-se observar que os valores obtidos estão próximos do resultado esperado. Porém, com a variação de 10%, a tensão estaria classificada como uma tensão crítica no ponto de conexão de acordo com o PRODIST (ANEEL, 2008). Portanto, neste trabalho foi projetado para que a tensão no PAC varie 5% do valor nominal.

**Figura 24** – Conversores com o *droop* com variação máxima 10% da tensão nominal e 0,33% da frequência.



Fonte: o autor.

Utilizando (22) e (23) e, considerando que as potências máximas sejam a capacidade de potência nominal de cada conversor, obtemos os coeficientes de inclinação dos Conversores 3 e 4, cuja potência ativa nominal é 10 kW e potência reativa nominal é 10 kvar, dados por

$$m_3 = m_4 = \frac{\Delta w_{max}}{P_{nom}} = \frac{2\pi(0,33\%60)}{10000} = 1,244 \cdot 10^{-4} \text{ rad/sW}, \quad (41)$$

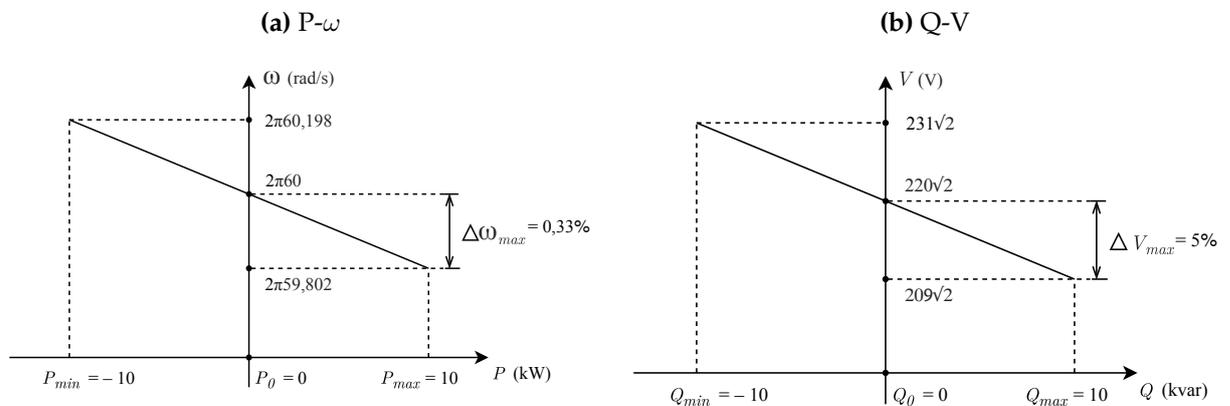
$$n_3 = n_4 = \frac{\Delta V_{max}}{Q_{nom}} = \frac{5\%(220\sqrt{2})}{10000} = 0,0015 \text{ V/var}. \quad (42)$$

Ilustrativamente, as curvas de decaimento do *droop*, aplicadas aos Conversores 3 e 4, estão na Figura 25.

Nos ajustes dos coeficientes dos Conversores 1 e 2 que têm cada a potência ativa nominal de 30 kW e a potência reativa nominal de 30 kvar, seguindo a relação (12) e (13), nota-se que os seus coeficientes de inclinação são 1/3 dos coeficientes dos Conversores 3 e 4. No caso deste estudo, considera-se que a bateria (Conversor 1) seja somente como unidade geradora, ou seja, somente fornecendo potência à rede (bateria em descarga). Por isso,  $P$  só assume valores positivos. Os dados para a simulação com o controle LD estão presentes na Tabela 6.

E considerando os mesmos limites de tensão e frequência do controle LD, os ajustes dos coeficientes do controle RD são realizados por (26) e (27), portanto, os dados dos parâmetros desse controle são os mesmos considerados pela Tabela 6.

**Figura 25** – Curvas de decaimento  $P-\omega$  e  $Q-V$  dos Conversores 3 e 4.



Fonte: o autor.

**Tabela 6** – Parâmetros de simulação do controle por inclinação - microrrede padrão.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$P_1 = P_2$	30 kW	$P_3 = P_4$	10 kW
$Q_1 = Q_2$	30 kvar	$Q_3 = Q_4$	10 kvar
$m_1 = m_2$	$4,147 \cdot 10^{-5} \text{ rad/sW}$	$m_3 = m_4$	$1,244 \cdot 10^{-4} \text{ rad/sW}$
$n_1 = n_2$	0,001 V/var	$n_3 = n_4$	0,0015 V/var
$P_0$	0 W	$Q_0$	0 var
$w_0$	2π60 Hz	$V_0$	$220\sqrt{2} \text{ V}$

Fonte: o autor.

Os parâmetros para a realização da simulação com o VSG, operando na microrrede padrão, são obtidos pela Tabela 3, que estão em valores pu. E conforme apresentado no Apêndice A, pode ser conseguido as mudanças das variáveis para os seus valores reais cujos resultados estão apresentados na Tabela 7.

**Tabela 7** – Parâmetros do VSG - microrrede padrão.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$S_1 = S_2$	30 kVA	$J_3 = J_4$	$0,5629 kg.m^2$
$S_3 = S_4$	10 kVA	$K_{p1} = K_{p2}$	$1,5916 \cdot 10^3 \text{ rad}/(sW)$
$E_0$	$220\sqrt{2} \text{ V}$	$K_{p3} = K_{p4}$	$530,52 \text{ rad}/(sW)$
$\omega_0$	$2\pi 60 \text{ rad}/s$	$K_{q1} = K_{q2}$	$482,11 \text{ V}/\text{var}$
$P_0$	0 W	$K_{q3} = K_{q4}$	$160,706 \text{ V}/\text{var}$
$Q_0$	0 var	$K_{pc1} = K_{pc2}$	$1.2964 \cdot 10^{-4}$
$D_1 = D_2$	1352,8	$K_{pc3} = K_{pc4}$	$3,889 \cdot 10^{-4}$
$D_3 = D_4$	450,94	$K_{ic1} = K_{ic2}$	1,0371
$J_1 = J_2$	$1,6887 kg.m^2$	$K_{ic3} = K_{ic4}$	3,111

Fonte: o autor.

Além dos dados necessários para a implementação do controle do VSG, utiliza-se os parâmetros do circuito que estão dispostos na Tabela 8. Referente aos valores da impedância da linha, devido ao sistema ilhado possuir uma topologia de ramificação significativa, como premissa foi assumido que a impedância equivalente de cada conversor seria obtida, de modo simplificado, através do somatório das impedâncias em série que conectam diretamente o conversor analisado até o PAC. Sendo desprezados os ramos adjacentes nos cálculos de equivalência, os erros de compartilhamento de potência reativa dos conversores serão devidamente minimizados. Já os valores da indutância do estator virtual são conseguidos pela transformação em valores reais das indutâncias em pu encontradas na Tabela 2. Outra maneira para obtenção da indutância do estator, é utilizar a indutância da linha e do filtro de saída em (37).

**Tabela 8** – Parâmetro do Circuito (microrrede padrão) - VSG.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$R_{line 1}$	$0,1620 \Omega$	$L_{line 1}$	$0,0082 \Omega$
$R_{line 2}$	$0,1975 \Omega$	$L_{line 2}$	$0,0171 \Omega$
$R_{line 3}$	$0,1666 \Omega$	$L_{line 3}$	$0,0140 \Omega$
$R_{line 4}$	$0,2217 \Omega$	$L_{line 4}$	$0,0256 \Omega$
$L_{ls (30kW)}$	$5,15 mH$	$L_{ls (10kW)}$	$16,9 mH$

Fonte: o autor.

### 4.3 COMPARAÇÃO ENTRE AS TÉCNICAS DE CONTROLE

Para a comparação das técnicas apresentadas é considerada a microrrede padrão sob diversas condições: aumento da demanda de cargas, retirada de uma GD, falta

trifásica e a presença de cargas não lineares, e estas técnicas são avaliadas e comparadas por meio de figuras de mérito.

### 4.3.1 Figuras de Mérito

O desempenho do compartilhamento de potência entre as GDs dessa microrrede é realizado através de figuras de méritos como realizado em Azevedo et al. (2019). E estão definidos logo abaixo e serão avaliados quando o sistema está operando em regime permanente.

#### 4.3.1.1 Erro percentual de compartilhamento de potência ativa do conversor

A potência ativa que cada conversor deve fornecer é proporcional à sua capacidade nominal em relação a soma das capacidades nominais de todos os conversores. Essa potência desejada é dada por

$$P_i^* = \frac{S_{Ri}}{\sum_{i=1}^N S_{Ri}} \sum_{j=1}^M P_{Lj}, \quad (43)$$

onde  $S_{Ri}$  é a capacidade do conversor  $i$  e  $P_{Lj}$  é a potência ativa da carga  $j$  incluindo as perdas das linhas da microrrede que contém  $N$  conversores e  $M$  cargas.

A partir da potência desejada e da potência ativa que o conversor  $i$  compartilha realmente ( $P_i$ ), o erro percentual de compartilhamento de potência ativa de um conversor  $i$  pode ser encontrado a partir de

$$E_{P_i}\% = \frac{P_i - P_i^*}{P_i^*} 100\%. \quad (44)$$

#### 4.3.1.2 Erro percentual de compartilhamento de potência reativa do conversor

A potência reativa que cada conversor deve fornecer é proporcional à sua capacidade nominal em relação aos demais. Assim, a potência reativa estimada pelo conversor  $i$  deve ser obtida por

$$Q_i^* = \frac{S_{Ri}}{\sum_{i=1}^N S_{Ri}} \sum_{j=1}^M Q_{Lj}, \quad (45)$$

onde  $Q_{Lj}$  é a potência da carga  $j$  mais as perdas das linhas. Então, o erro de compartilhamento de potência reativa para o conversor  $i$  é dada por

$$E_{Q_i}\% = \frac{Q_i - Q_i^*}{Q_i^*} 100\%, \quad (46)$$

em que  $Q_i$  é a a potência reativa compartilhada pelo conversor  $i$ .

#### 4.3.1.3 Regulação de tensão em percentual

A regulação da tensão de um conversor mostra o desvio de tensão entre a tensão RMS de saída deste conversor,  $V_i$ , com o valor nominal,  $V_R$ . Assim, mostrando o quão longe a tensão de saída está do valor nominal. Em termos percentuais, ela é dada por

$$\Delta V_i\% = \frac{V_i - V_R}{V_R} 100\%. \quad (47)$$

Em casos onde a tensão trifásica é desbalanceada considera-se a fase com maior desvio de tensão.

#### 4.3.1.4 Regulação de frequência em percentual

A regulação de frequência da microrrede mostra o desvio de frequência de saída do conversor,  $f$ , da frequência nominal,  $f_R$ . Esta é conseguida por

$$\Delta f\% = \frac{f - f_R}{f_R} 100\%. \quad (48)$$

Ao operar em regime permanente, todos os conversores da microrrede apresentam a mesma frequência. Portanto, apenas uma regulação de frequência é atribuída à microrrede.

### 4.3.2 Cenário 1 - Aumento na Demanda de Energia

Ao longo do dia, o consumo de energia aumenta de acordo com o aumento das cargas. Chegando a um máximo antes das últimas horas do dia. Em simulação foi considerado que, para o aumento do consumo de energia ao longo do tempo, as cargas são ligadas uma a uma na seguinte sequência:

- Primeiro a carga L1 (de 5.7 kVA) já está conectada desde do tempo  $t = 0s$ ;
- Depois, a carga L2 (5.7 kVA) é ligada no instante de tempo  $t = 3s$ ;
- A carga L3 (25 kVA), em  $t = 6s$ ;
- A carga L4 (25 kVA), em  $t = 9s$ ;
- Por fim, a carga L5 (57 kVA) é ligada em  $t = 12s$ .

A Figura 26 apresenta o comportamento dos conversores operando com o controle LD. Nas figuras 26a e 26c são mostradas as componentes de potência ativa e reativa, respectivamente, que os conversores compartilham. Nota-se que o compartilhamento de potência ativa é realizado precisamente em todas condições definidas tendo em vista que as curvas dos Conversor 1 e 2 cujas capacidades nominais são as mesmas estão sobrepostas, assim como as dos Conversores 3 e 4. E à medida que a carga demanda mais componente de potência ativa a frequência de saída tende a diminuir, como mostra na Figura 26b. Porém, como previsto pela influência da impedância da linha sob a técnica, não houve um adequado compartilhamento de potência reativa e as suas mudanças são

acompanhadas com queda de tensão (RMS) na saída do conversor, apresentada pela Figura 26d.

Ao utilizar o controle RD, observa-se, na Figura 27, que as relações mudaram em comparação ao LD. Nessa operação de controle o compartilhamento de potência reativa apresentou comportamento adequado, proporcional e preciso, como demonstrado na Figura 27c. E à medida que este aumenta, provoca um aumento na frequência da saída do conversor (Figura 27b). Diferentemente da potência reativa, não ocorreu um apropriado compartilhamento de potência ativa, observado na Figura 27a e que reflete na tensão eficaz de saída dos conversores, notado na Figura 27d.

No controle VSG, observando o compartilhamento de potência ativa, na Figura 28a, nota-se que houve um compartilhamento proporcional entre os conversores, porém apresentando algumas oscilações à medida que se aumentava a demanda de potência. A frequência de saída, apresentada na Figura 28b, na transição tem uma dinâmica lenta até se estabelecer em regime permanente onde todos as GDs apresentaram mesmos valores. O compartilhamento de potência reativa, da Figura 28c, não apresentou precisão na operação dos conversores. E a tensão, mostrada na Figura 28d, apresentou um desvio em relação a tensão nominal.

A Tabela 9 apresenta o comparativo das técnicas durante o aumento da demanda de energia na rede, essa análise é feita de acordo com as figuras de mérito: erro de compartilhamento de potência ativa, erro de compartilhamento de potência reativa, regulação de tensão e regulação de frequência.

**Tabela 9** – técnicas para incremento de carga.

TÉCNICA	CARGA	PARÂMETROS (%)												
		$EP_1$	$EP_2$	$EP_3$	$EP_4$	$EQ_1$	$EQ_2$	$EQ_3$	$EQ_4$	$\Delta V_1$	$\Delta V_2$	$\Delta V_3$	$\Delta V_4$	$\Delta f$
LD	L1					-27,53	-37,65	92,72	102,85	-0,59	-0,55	-0,59	-0,61	-0,02
	L2					-32,80	-42,83	118,59	108,33	-1,20	-1,11	-1,37	-1,32	-0,04
	L3		0			-41,68	<b>-51,56</b>	<b>173,83</b>	105,89	-3,58	-3,3	-5,26	-4,09	-0,11
	L4					-40,73	-50,56	148,18	<b>125,60</b>	-5,97	-5,5	-7,87	-7,23	-0,19
	L5					<b>-44,96</b>	-28,00	112,95	105,94	-10,57	12,12	-12,29	-11,93	-0,33
RD	L1	-18,62	-24,63	60,15	69,65					-0,73	-0,69	-0,68	-0,72	0,01
	L2	-22,17	-27,94	76,98	73,28					-1,46	-1,39	-1,55	-1,52	0,02
	L3	-28,00	<b>-33,33</b>	<b>112,65</b>	71,49			0		-4,36	-4,16	-5,67	-4,66	0,07
	L4	-27,45	-32,74	95,79	<b>84,95</b>					-7,16	-6,83	-8,52	-8,08	0,11
	L5	<b>-30,42</b>	-17,91	73,36	71,89					-12,47	-13,97	-13,35	-13,25	0,19
VSG	L1	0,05	0,05	0,03	0,03	3,82	3,81	-4,91	-7,97	-0,71	-0,65	-0,70	-0,73	-0,30
	L2	0,02	0,00	0,17	0,02	1,55	1,53	-4,16	-5,11	-1,28	-1,18	-1,47	-1,41	-0,59
	L3	0,17	0,18	0,07	0,09	-2,22	-2,29	8,94	-5,43	-3,40	-3,09	-5,16	-3,95	-1,82
	L4	0,19	0,19	0,14	0,14	-1,48	-1,60	7,71	1,53	-5,84	-5,34	-7,82	-7,14	-2,97
	L5	<b>0,28</b>	<b>0,22</b>	<b>0,47</b>	<b>0,52</b>	<b>-6,64</b>	<b>14,40</b>	<b>-11,79</b>	<b>-11,48</b>	-8,36	-9,91	-10,28	-9,84	-5,39

Fonte: o autor.

Por essa tabela, é comprovado que, para o controle LD, os conversores com-

partilharam precisamente a potência ativa, porém esta precisão não é verificada no compartilhamento de potência reativa. O Conversor 1 apresentou um erro maior de compartilhamento de potência reativa, no valor de  $-44,96\%$  e aconteceu quando todas as cargas são acionadas, e mostrou um erro na regulação de tensão de  $-10,57\%$ . Para o Conversor 2, obteve-se o erro maior quando as três primeiras cargas são ligadas, com valor de  $-51,56\%$  e a regulação de tensão em  $-3,30\%$ . No Conversor 3 e 4, os erros perpassaram dos  $100\%$  quando as terceira e quarta cargas foram conectadas, respectivamente. Com a regulação de tensão de  $-5,26\%$  e  $-7,23\%$ , nessa ordem.

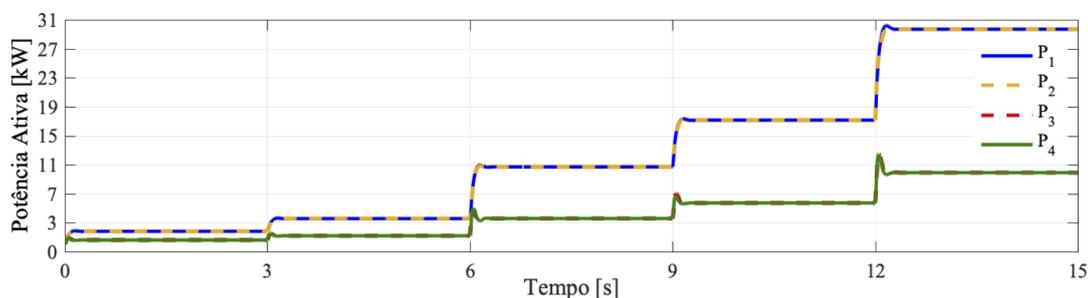
No controle RD, erros foram apresentados no compartilhamento de potência ativa. Observando a Tabela 9, o erro de compartilhamento de potencia ativa é maior para o Conversor 1 quando todas as cargas estão ligadas, com valores de  $-30,42\%$  com regulação de tensão de  $-12,47\%$ . Já para os Conversores 2 e 3 na conexão das três primeiras cargas, a imprecisão é em valores percentuais de  $-33,33\%$  e  $112,65\%$ , nesta ordem. E as suas regulações de tensões de  $-4,16\%$  e  $-5,67\%$ , respectivamente. E o Conversor 4 com erro de  $84,95\%$  e regulação de tensão de  $-8,08\%$ .

O controle por VSG apresentou um maior erro tanto de compartilhamento de potência ativa quanto de compartilhamento de potência reativa para todos os conversores quando todas as cargas são ligadas. Por exemplo, o Conversor 1 obteve um erro de compartilhamento de potência ativa de  $0,28\%$ , e na potência reativa de  $-6,64\%$  com regulação de tensão de  $-8,36\%$ .

Ainda nesta tabela é apresentada a regulação de frequência. Pode-se notar, para todos os métodos, que a medida que incrementa as cargas a frequência aumenta seu desvio, apresentando desvios maiores para controle VSG.

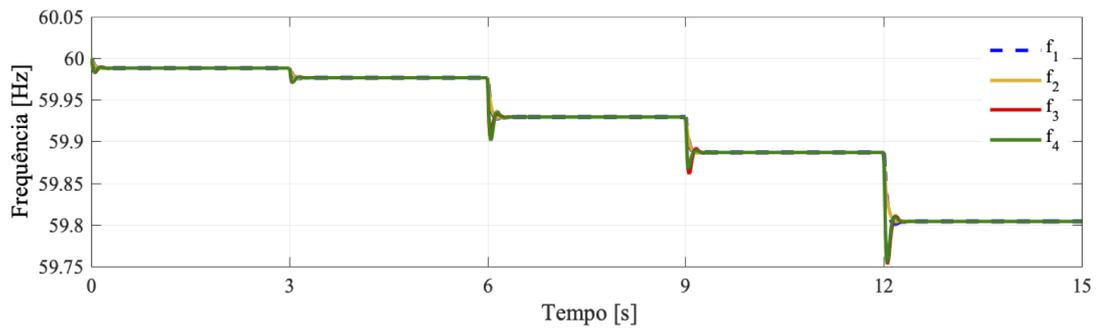
**Figura 26** – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle LD.

**(a)** Compartilhamento de potência ativa dos conversores

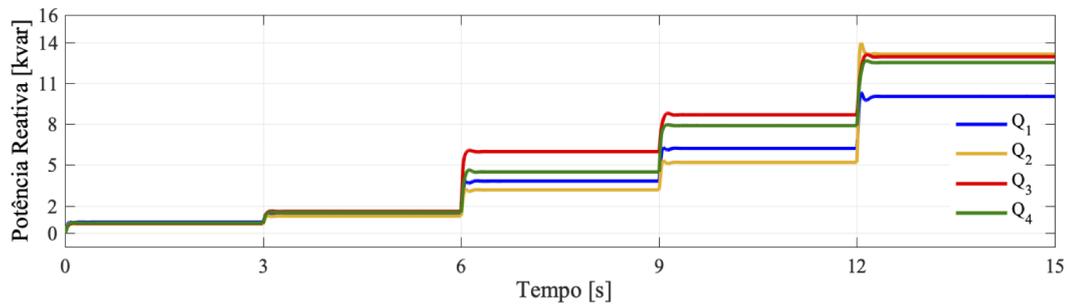


**Figura 26** – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle LD.

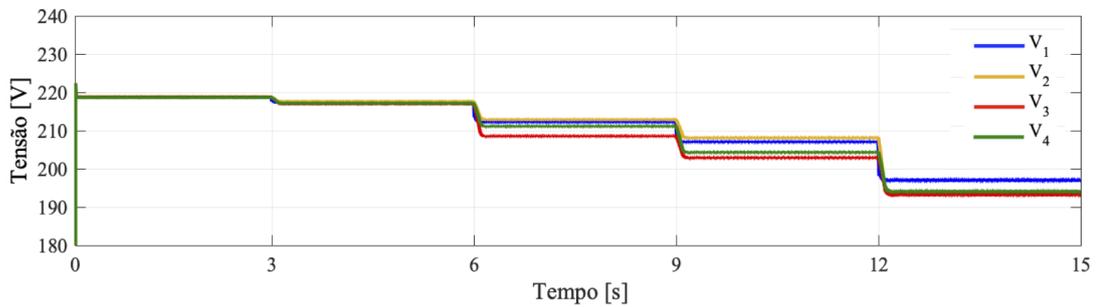
**(b)** Frequência de saída dos conversores



**(c)** Compartilhamento de potência reativa dos conversores



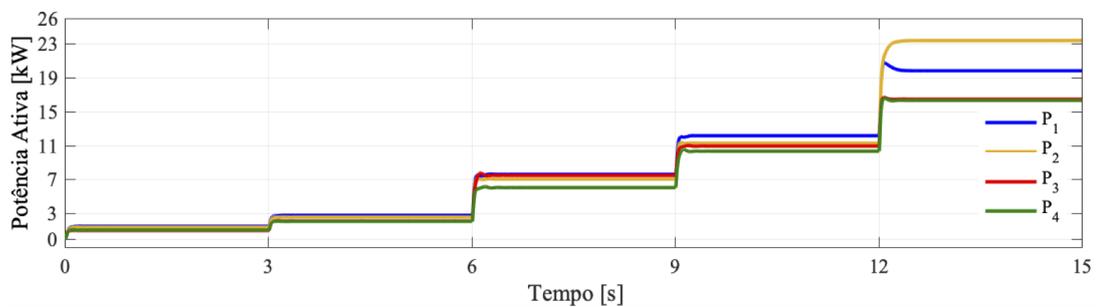
**(d)** Tensão RMS de saída dos conversores



Fonte: o autor.

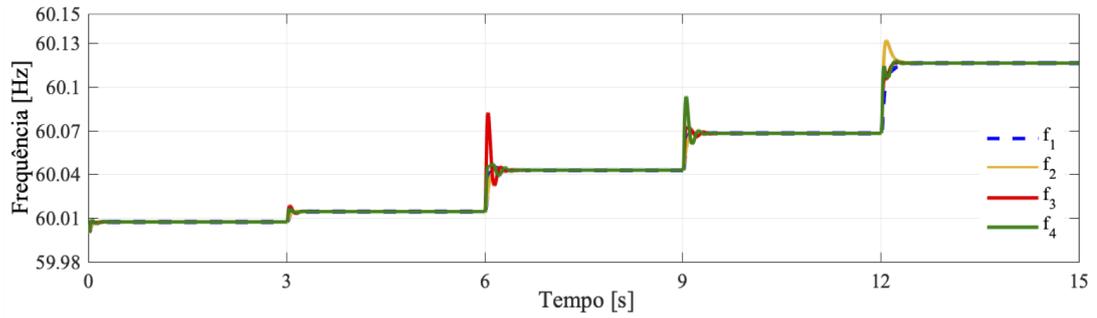
**Figura 27** – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle RD.

**(a)** Compartilhamento de potência ativa dos conversores

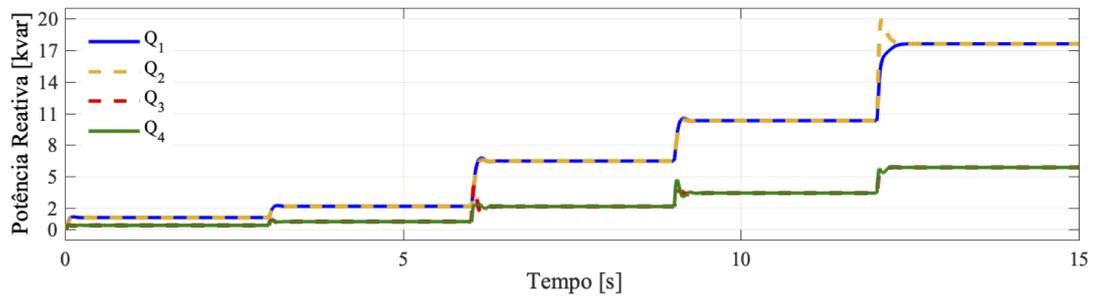


**Figura 27** – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle RD.

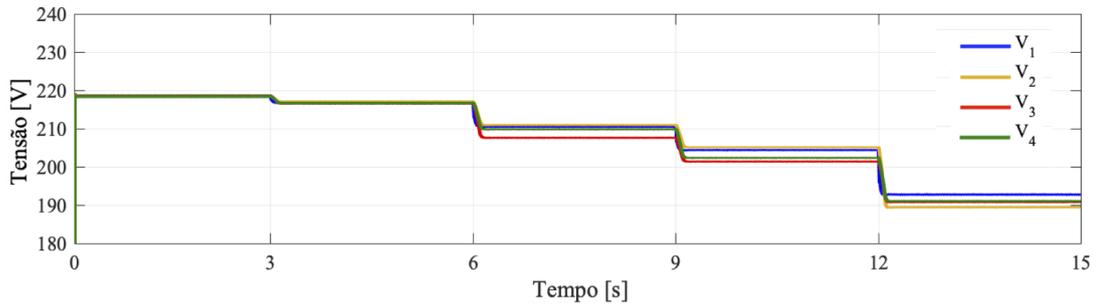
**(b)** Frequência de saída dos conversores



**(c)** Compartilhamento de potência reativa dos conversores



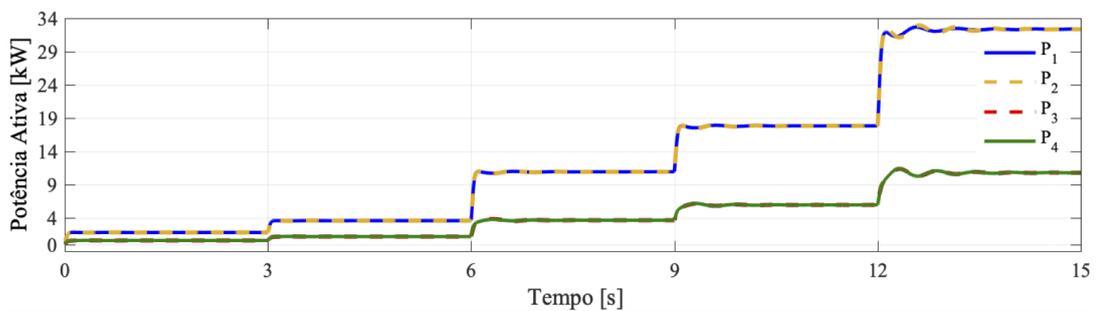
**(d)** Tensão RMS de saída dos conversores



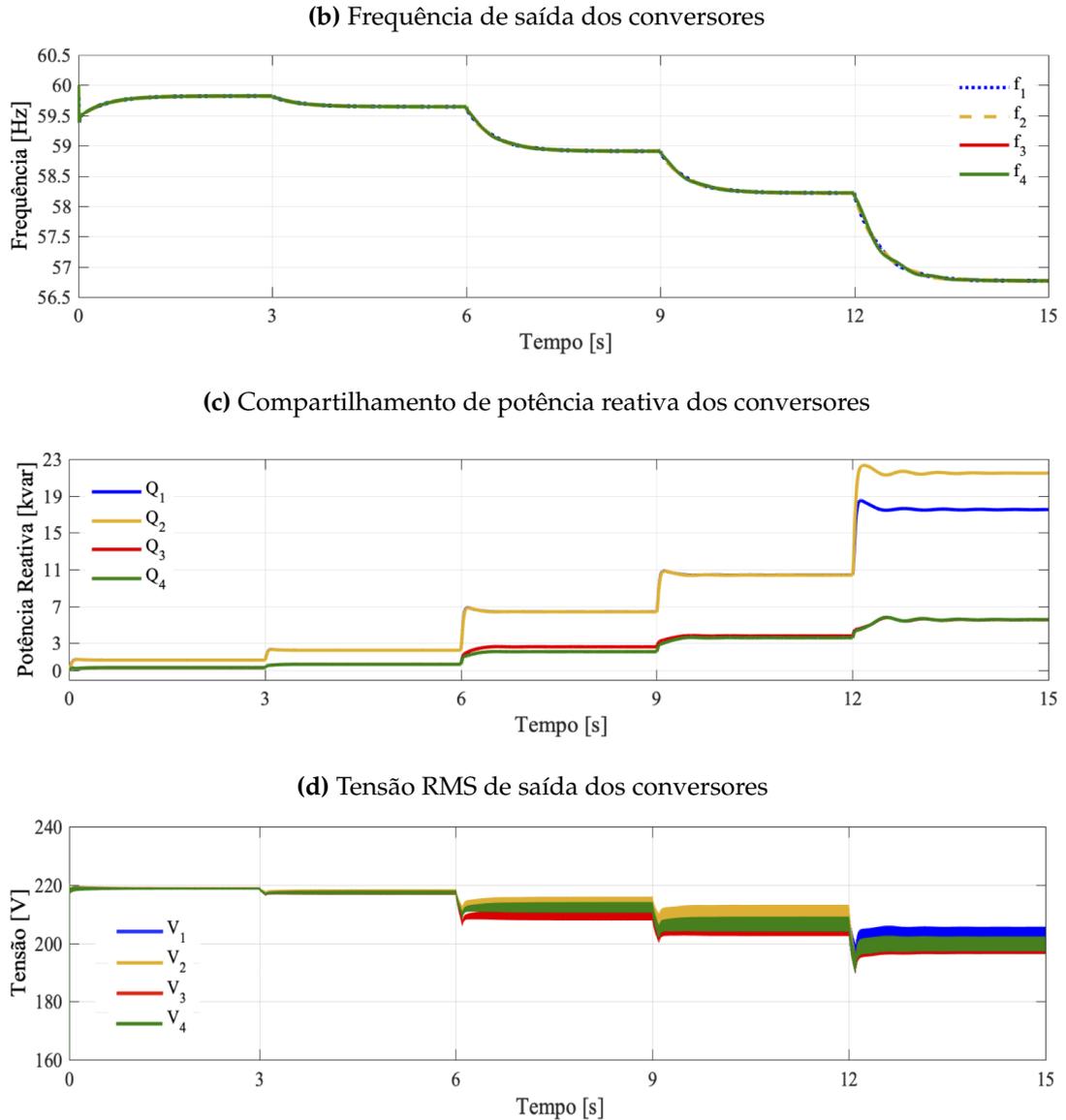
Fonte: o autor.

**Figura 28** – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle VSG.

**(a)** Compartilhamento de potência ativa dos conversores



**Figura 28** – Microrrede padrão com incremento de cargas - controle VSG.



Fonte: o autor.

### 4.3.3 Cenário 2 - Retirada de uma geração distribuída

Este caso avalia as técnicas no momento em que todas as cargas da microrrede padrão estão ligadas e houve uma retirada de uma fonte de geração no sistema, a GD3.

As Figuras 29, 30 e 31 ilustram, respectivamente, os casos do controle LD, RD e VSG. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 10. Em que o termo "antes" refere-se ao momento anterior ao conversor ser retirado. Com a retirada de um conversor, os outros que permaneceram tiveram que readequar o fornecimento de potência às cargas. De modo geral, para todas as técnicas, há um melhoramento no compartilhamento de potência, porém, nem todos os conversores apresentam essa evolução devido a topologia da rede e a distância em que se encontram das cargas.

Note que para o caso de LD, exceto para o Conversor 4, o compartilhamento de potência reativa diminuiu, tendo o erro aumentado de 105,94% para 108,03%. Já em RD,

houve um aumento do erro de compartilhamento de potência ativa no Conversor 4 cujos valores percentuais foram de 71,89 % para 92,23% e o VSG teve um pequeno aumento no compartilhamento de potência ativa do Conversor 2 de 0,22% para 0,27% e no Conversor 4 de 0,52% para 0,92%. Enquanto, na entrega de potência reativa do Conversor 2 houve uma elevação do erro para 27,31%, mas em contrapartida o Conversor 4 apresentou um erro de 0,10%.

Em relação a regulação de frequência, os valores apresentados na Tabela 10 são dos conversores que estão fornecendo potência à carga, e nota-se que apenas o LD apresentou a diminuição do desvio em relação a frequência nominal.

Ao operar em vazio, é cessada a circulação de corrente nesse conversor, portanto, a GD apresentará o mesmo nível de tensão e de frequência do seu valor nominal de operação. Assim, foi obtido o erro nulo, no compartilhamento de potência ativa e reativa, como também na regulação de tensão. É importante destacar que após a retirada do Conversor 3 na microrrede, este ainda se encontra representado nas Figuras 29, 30 e 31. No entanto, este conversor não pode ser considerado como parte da análise de compartilhamento de potência, pois seu desacoplamento faz com que o mesmo perca a sua referência dentro do sistema.

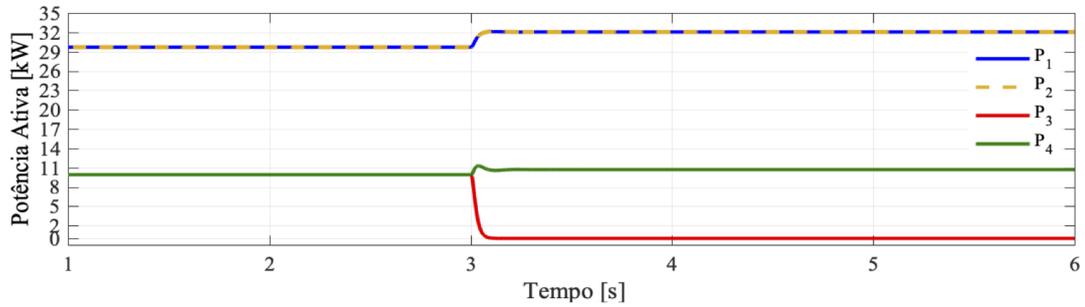
**Tabela 10** – Comparativo das técnicas na retirada da GD3.

Parâmetro	LD		RD		VSG	
	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois
$EP_1$	0,00%	0,00%	-30,42%	-20,13%	0,28%	0,14%
$EP_2$	0,00%	0,00%	-17,91%	-10,53%	0,22%	0,27%
$EP_3$	0,00%	0,00%	73,36%	0,00%	0,47%	0,00%
$EP_4$	0,00%	0,00%	71,89%	92,23%	0,52%	0,92%
$EQ_1$	-44,96%	-33,37%	0,00%	0,00%	-6,64%	5,98%
$EQ_2$	-28,00%	-2,64%	0,00%	0,00%	14,40%	27,31%
$EQ_3$	112,95%	0,00%	0,00%	0,00%	-11,79%	0,00%
$EQ_4$	105,94%	108,03%	0,00%	0,00%	-11,48%	0,10%
$\Delta V_1$	-10,57%	-13,07%	-12,47%	-14,87%	-8,36%	-9,04%
$\Delta V_2$	-12,12%	-14,42%	-13,97%	-16,18%	-9,91%	-10,46%
$\Delta V_3$	-12,29%	0,00%	13,35%	0,00%	-10,28%	0,00%
$\Delta V_4$	-11,93%	-14,64%	-13,25%	-15,92%	-9,84%	-10,82%
$\Delta f$	-0,33%	-0,35%	-0,19%	-0,21%	-5,39%	-6,08%

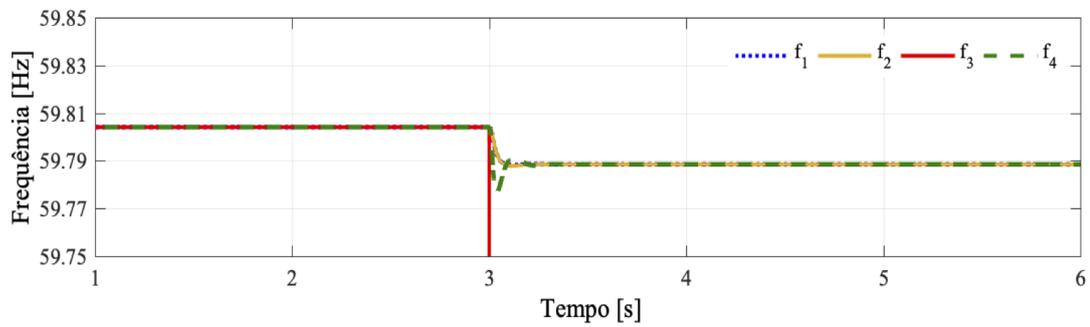
Fonte: o autor.

**Figura 29** – Microrrede padrão com retirada da GD3 - controle LD.

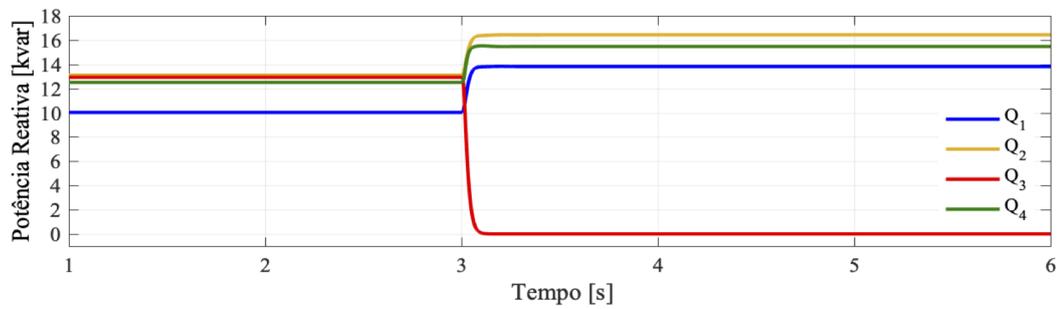
**(a)** Compartilhamento de potência ativa dos conversores



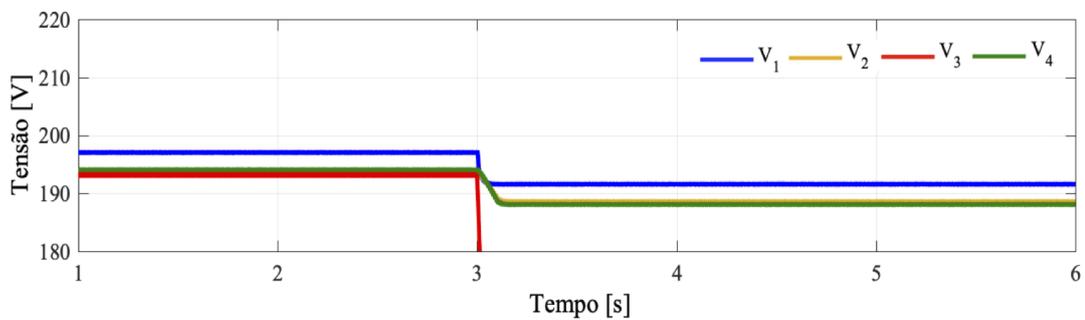
**(b)** Frequência de saída dos conversores



**(c)** Compartilhamento de potência reativa dos conversores



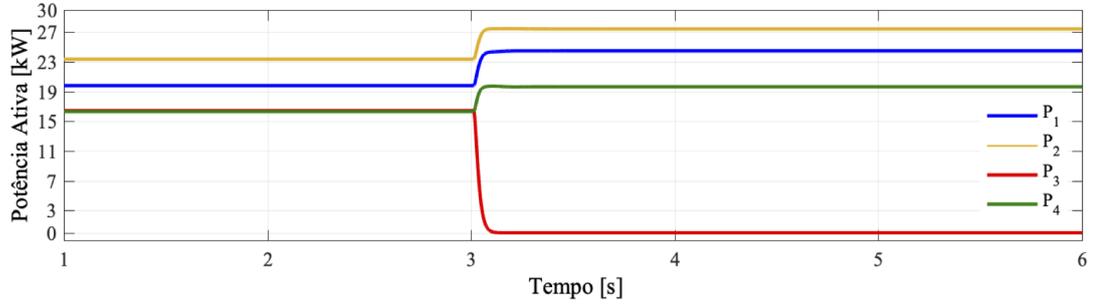
**(d)** Tensão RMS de saída dos conversores



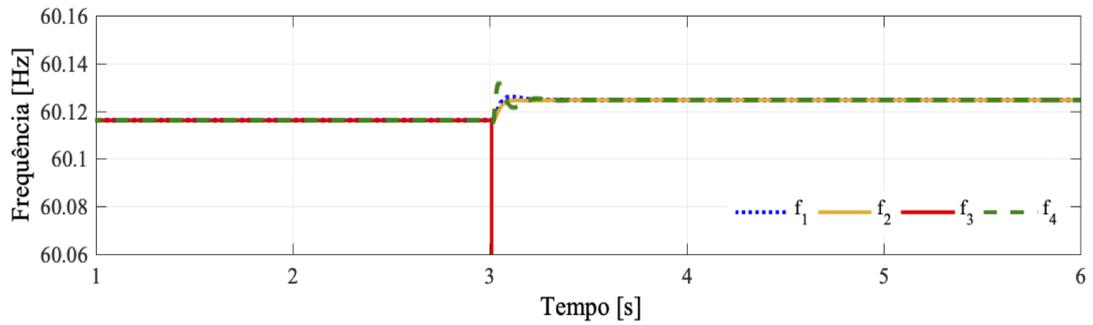
Fonte: o autor.

**Figura 30** – Microrrede padrão com retirada da GD3 - controle RD.

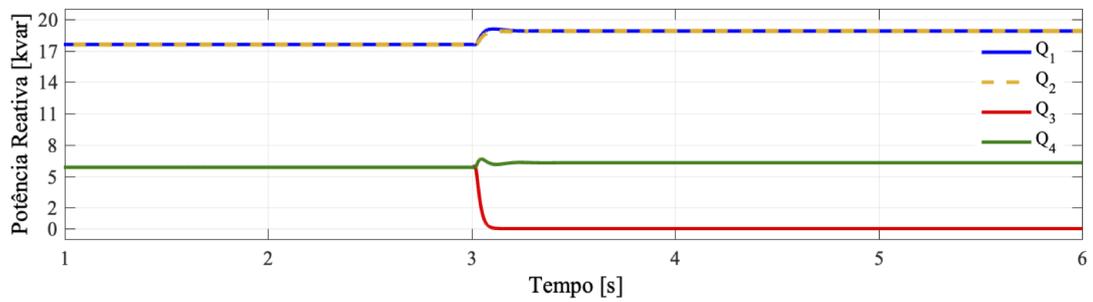
**(a)** Compartilhamento de potência ativa entre conversores e cargas



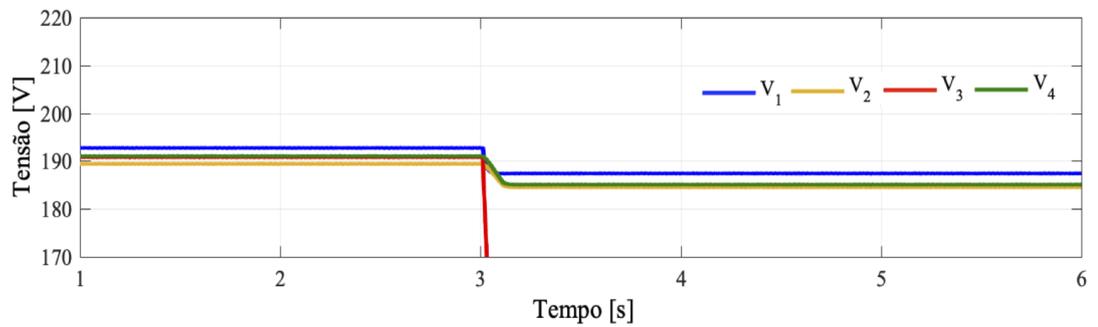
**(b)** Frequência de saída dos conversores



**(c)** Compartilhamento de potência reativa dos conversores



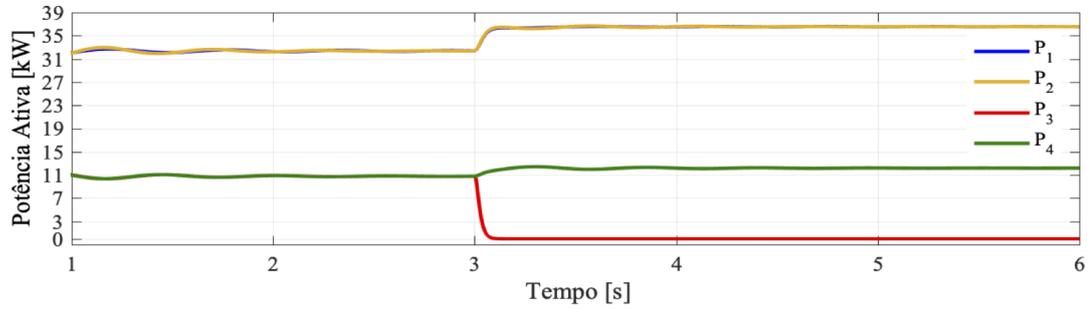
**(d)** Tensão RMS de saída dos conversores



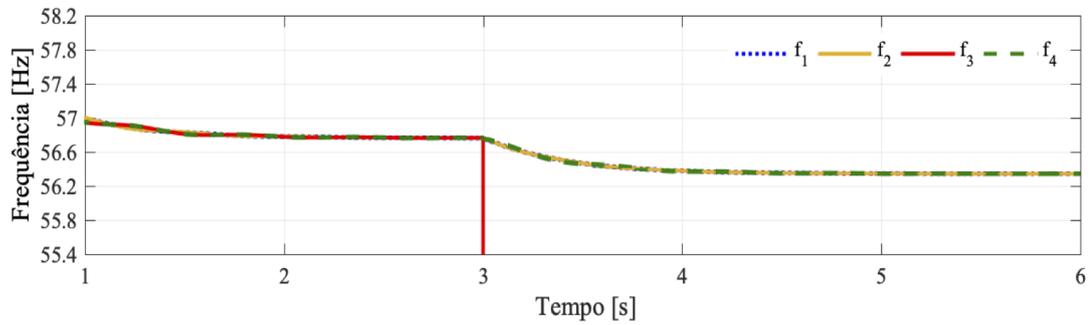
Fonte: o autor.

**Figura 31** – Microrrede padrão com retirada da GD3 - controle VSG.

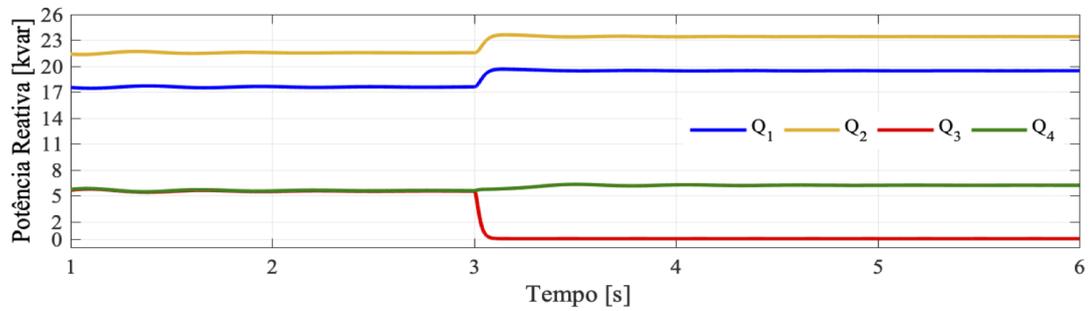
**(a)** Compartilhamento de potência ativa dos conversores



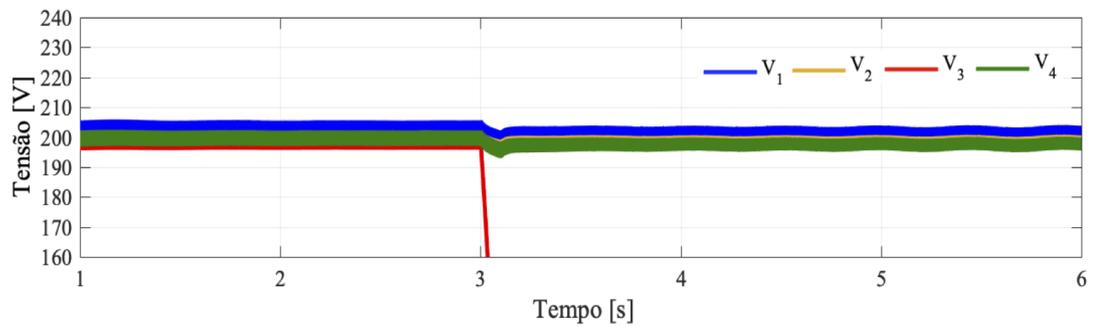
**(b)** Frequência de saída dos conversores



**(c)** Compartilhamento de potência reativa dos conversores



**(d)** Tensão RMS de saída dos conversores



Fonte: o autor.

#### 4.3.4 Cenário 3 - Falta trifásica

Nesse terceiro cenário, foi considerada a situação de ocorrência de uma falta trifásica em um determinado barramento que contém a carga L5 e a GD2. Como o objetivo do estudo não é avaliar o comportamento dos conversores durante estados dinâmicos ou transitórios no sistema, mas sim em estados de regime permanente, o cenário apenas realizou a análise do compartilhamento de potência nas condições pré e pós-falta.

Para que não seja representado o comportamento dos conversores durante a condição de falta, como premissa foi assumido apenas a mudança da topologia da microrrede, através da abertura do disjuntor do ramo com o defeito, devido a atuação da proteção local.

Analisando a partir do instante 3s das Figuras 32, 33 e 34 e a Tabela 11, é visto que no sistema, ao perder esse ramal, os conversores se readaptaram a demanda de energia.

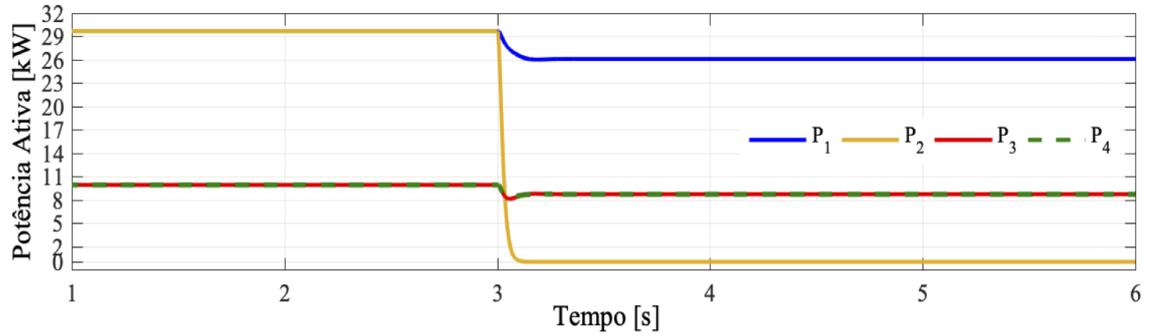
O LD apresentou erros de compartilhamento de potência reativa ainda elevados, apesar dos erros de compartilhamento de potência ativa terem sido nulos. No caso de RD, estes erros estão no compartilhamento de potência ativa. Já no VSG, nota-se a presença de erros tanto no compartilhamento de potência ativa, quanto no de potência reativa, entretanto, com valores menores do que foi apresentado nas outras técnicas.

Da mesma maneira que ocorreu no cenário 2, o conversor GD2 não poderá ser considerado na avaliação do compartilhamento de potência, pois o mesmo perdeu sua referência, devido ao desacoplamento com o sistema gerado, pela abertura do disjuntor local.

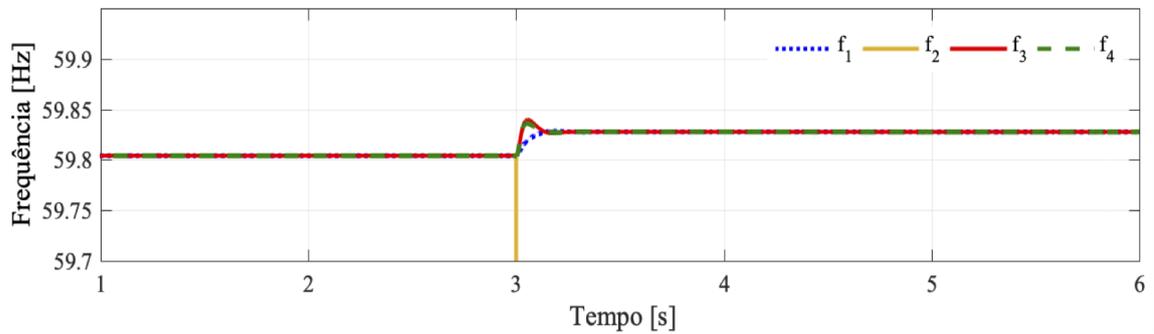
Com base na Tabela 11, o comportamento do VSG apresentou valores menores nos erros de compartilhamento de potência ativa e reativa, destacando novamente melhor adaptabilidade em caso de mudança de topologia da rede. Em contrapartida, o VSG não apresentou vantagem, com relação as outras duas técnicas, na questão da regulação de frequência.

**Figura 32** – Microrrede padrão com falta trifásica - controle LD.

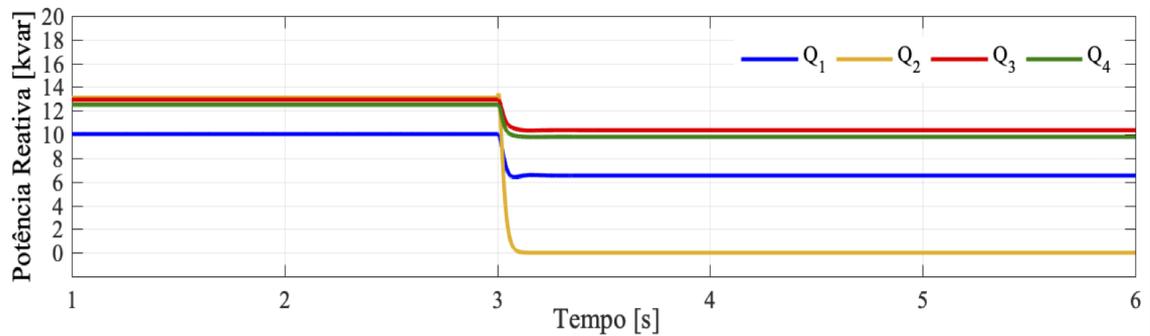
(a) Compartilhamento de potência ativa entre conversores e cargas



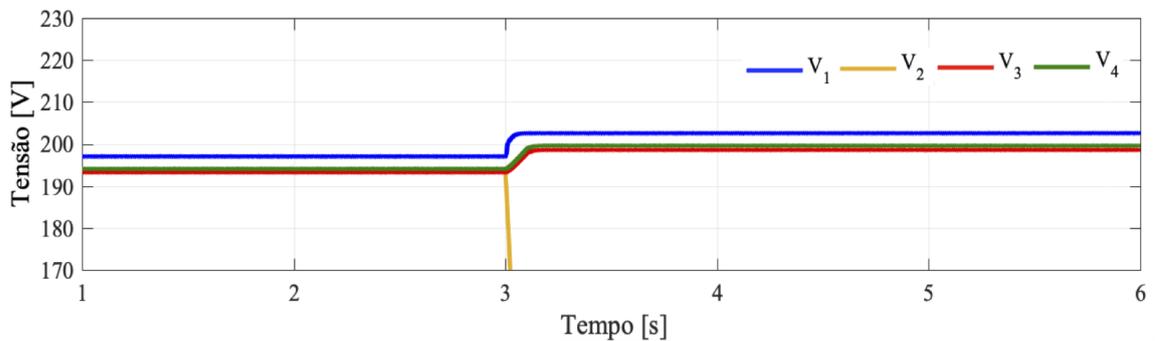
(b) Frequência de saída dos conversores



(c) Compartilhamento de potência reativa entre conversores e cargas



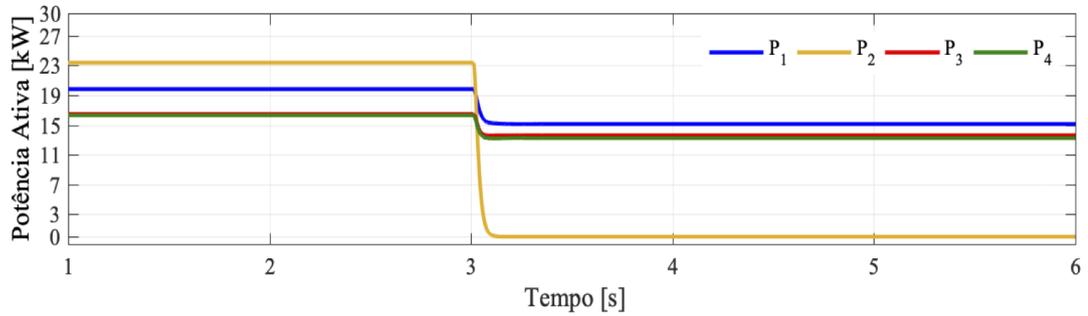
(d) Tensão RMS de saída dos conversores



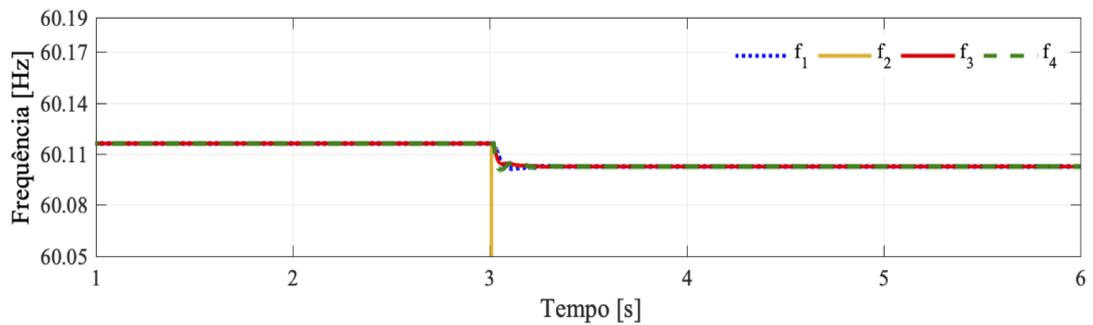
Fonte: o autor.

**Figura 33** – Microrrede padrão com falta trifásica - controle RD.

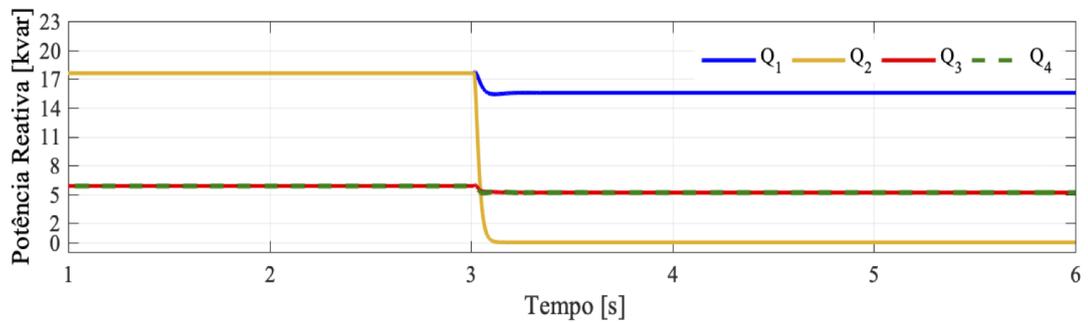
**(a)** Compartilhamento de potência ativa entre conversores e cargas



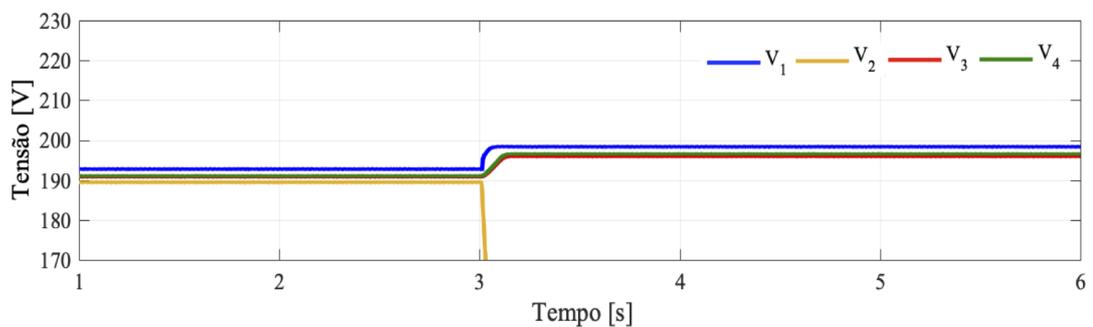
**(b)** Frequência de saída dos conversores



**(c)** Compartilhamento de potência reativa entre conversores e cargas



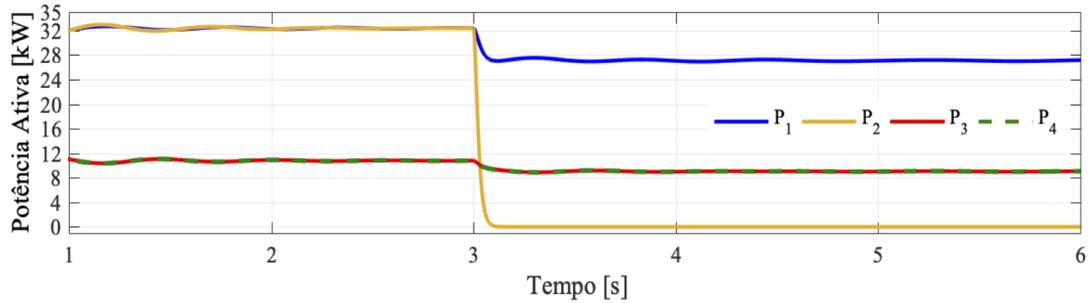
**(d)** Tensão RMS de saída dos conversores



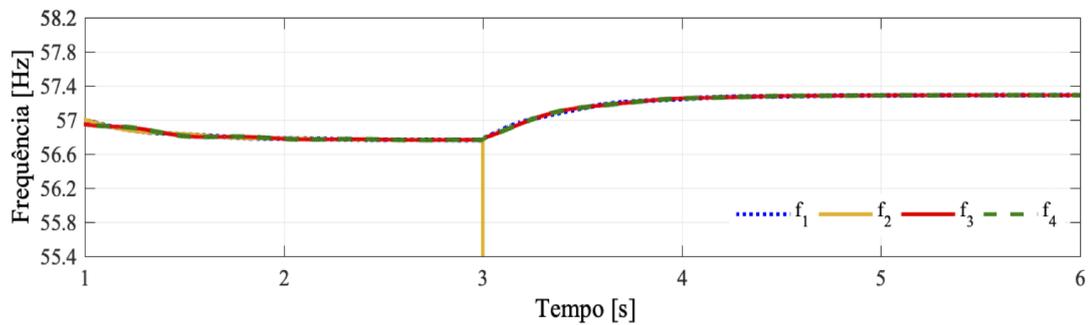
Fonte: o autor.

**Figura 34** – Microrrede padrão com falta trifásica - controle VSG.

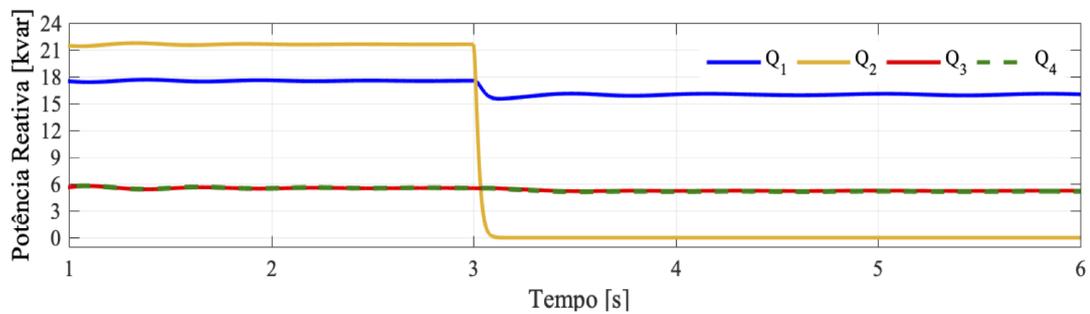
(a) Compartilhamento de potência ativa entre conversores e cargas



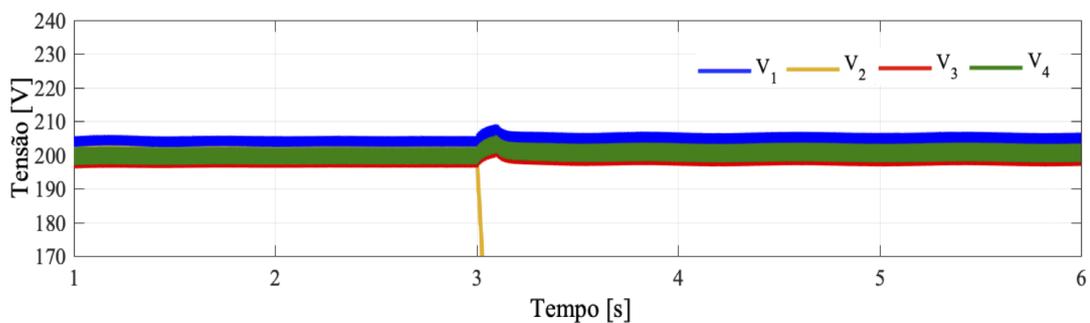
(b) Frequência de saída dos conversores



(c) Compartilhamento de potência reativa entre conversores e cargas



(d) Tensão RMS de saída dos conversores



Fonte: o autor.

**Tabela 11** – Comparativo das técnicas em falta trifásica.

Parâmetro	Técnica de Controle		
	LD	RD	VSG
$EP_1$	0,00%	-39,92%	-0,02%
$EP_3$	0,00%	62,22%	0,23 %
$EP_4$	0,00%	57,75%	0,27%
$EQ_1$	-59,23%	0,00%	1,03%
$EQ_3$	94,21%	0,00%	-0,99%
$EQ_4$	83,49%	0,00%	-2,10%
$\Delta V_1$	-8,02%	-9,90%	-8,48%
$\Delta V_3$	-9,85%	-11,00%	-10,40%
$\Delta V_4$	-9,37%	-10,73%	-9,88%
$\Delta f$	-0,29%	-0,17%	-4,51%

Fonte: o autor.

#### 4.3.5 Cenário 4 - Presença de cargas não lineares

De acordo com Pamplona (2006), as cargas não lineares vêm aumentando em todos os setores da sociedade. Elas são as geradoras de harmônicos na rede elétrica, e os principais responsáveis por essa geração de harmônicos são os dispositivos de chaveamento eletrônico (relacionados à eletrônica de potência) como, por exemplo, os sistemas de retificação, de acionamento CA e fontes chaveadas (SANTOS, 2017).

No cenário 4 é considerada a presença dessas cargas na microrrede padrão junto das cargas lineares. A sua representação é caracterizada por um retificador de ponte completa trifásico alimentando uma carga resistiva. A carga não linear deve consumir 1,5 vezes a potência ativa da carga linear. Nesse caso, os resultados do comportamento do controle LD, RD e VSG são mostrados nas Figuras 36, 37 e 38, respectivamente.

A presença de distorções harmônicas na tensão de saída dos conversores para cada controle é mostrada na Figura 35. Segundo Rosa (2015), pode-se observar que os retificadores de 6 pulsos só exibem harmônicos de ordem  $6k \pm 1$  em que  $k = 1, 2, 3, \dots$

Na Figura 35 é apresentada os harmônicos de ordem ímpares e com base nos resultados desta figura, nota-se que no controle LD apresentou a menor amplitude no 3º harmônico (0,23 % para todos os conversores), enquanto, o controle VSG obteve o maior com valores próximos de 4,00 %. Para o 5º e 7º harmônico, o controle RD obteve maior amplitude com valores médios entre os conversores de 6,53 % e 3,60 %, respectivamente, enquanto, o controle VSG teve a menor amplitude com médias entre os conversores de 1,23 % e 3,05 %, respectivamente. Já no 9º harmônico, o VSG apresentou maior amplitude com valores próximos de 1,00 % entre todos os conversores e o controle LD, a menor amplitude (aproximadamente 0,08 %). No 11º harmônico, o LD maior amplitude com amplitudes próximas de 4,00 % para todos os conversores e o controle VSG, a menor amplitude (por volta de 2,50 %). E por fim, no 13º harmônico, o LD maior amplitude cujos valores médios entre os conversores de 2,27 % e o controle RD, a menor amplitude

(aproximadamente a amplitude média dos conversores é de 2,16%), mas o controle VSG obteve amplitudes próximas dos outros controle.

Observando a Tabela 12 do THD da tensão de saída dos conversores pode-se constatar que os conversores apresentam THD próximos entre si mostrando que há também, a influência dos harmônicos de outras frequências. Já para o THD de corrente da Tabela 13, o VSG apresentou valores máximos.

**Tabela 12** – THD da tensão de saída dos conversores.

THD (%)			
Conversor	LD	RD	VSG
Conversor 1	13,52	13,66	14,12
Conversor 2	14,10	14,24	14,27
Conversor 3	14,00	13,91	14,60
Conversor 4	13,89	13,88	14,48

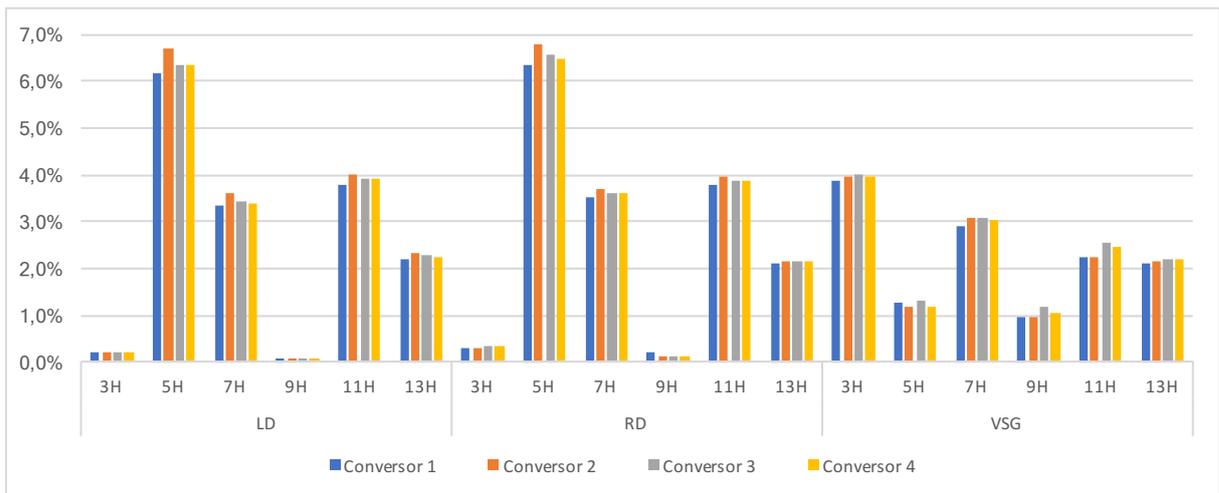
Fonte: o autor.

**Tabela 13** – THD da corrente de saída dos conversores.

THD (%)			
Conversor	LD	RD	VSG
Conversor 1	9,39	11,07	22,90
Conversor 2	9,39	10,07	24,02
Conversor 3	18,32	16,54	26,34
Conversor 4	18,88	16,42	27,03

Fonte: o autor.

**Figura 35** – Espectro harmônico da tensão de saída dos conversores.



Fonte: o autor.

A partir da análise em regime permanente destas figuras, na Tabela 14 encontra-se destacado os maiores erros de compartilhamento de potência dos conversores. A presença de cargas não lineares no sistema tende a diminuir a precisão na capacidade de compartilhamento de potência entre os conversores. As técnicas apresentadas não

possuem desempenho satisfatório quando estão presentes cargas não lineares. Nota-se que o controle LD e RD, apresentaram erros de compartilhamento de potência muito superior que 100% como destacado na tabela. Porém, o VSG entre estas técnicas foi quem melhor demonstrou compartilhamento de potência.

Ao comparar as figuras deste cenário com as figuras obtidas no Cenário 1 é verificado que os dois cenários apresentam comportamento semelhante quando a demanda aumenta.

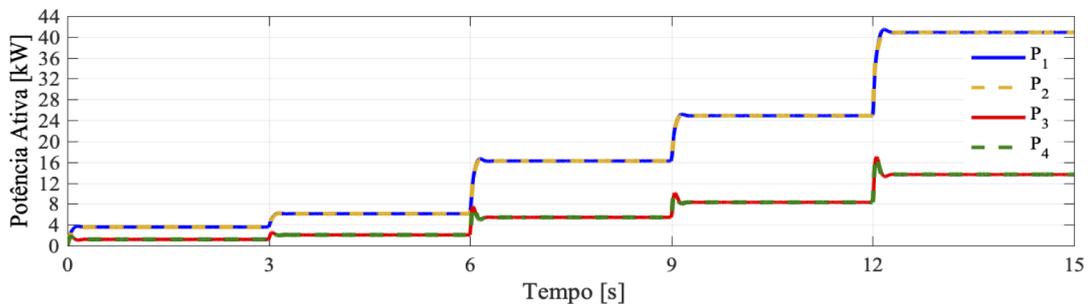
**Tabela 14** – Comparativo das técnicas com presença de cargas não lineares.

TÉCNICA	CARGA	PARÂMETROS (%)												
		$EP_1$	$EP_2$	$EP_3$	$EP_4$	$EQ_1$	$EQ_2$	$EQ_3$	$EQ_4$	$\Delta V_1$	$\Delta V_2$	$\Delta V_3$	$\Delta V_4$	$\Delta f$
LD	L1					-39,8	-57,75	137,6	155,1	-0,83	-0,74	-0,81	-0,87	-0,04
	L2					-43,4	-58,36	159,3	147,5	-1,54	-1,38	-1,78	-1,71	-0,07
	L3		0			-50,9	<b>-64,0</b>	<b>215,2</b>	129,6	-4,35	-3,93	-6,71	-5,07	-0,17
	L4					-47,8	-59,82	174,5	<b>148,43</b>	-7,27	-6,57	-9,85	-9,00	-0,27
	L5					<b>-51,59</b>	-32,39	129,9	122,1	-12,6	-14,7	-15	-14,5	-0,45
RD	L1	-15,84	-21,17	52,16	61,03					-1,01	-0,95	-0,95	-1,01	0,01
	L2	-19,44	-25,22	68,85	65,21					-1,96	-1,86	-2,09	-2,05	0,02
	L3	-25,77	<b>-31,10</b>	<b>105,68</b>	65,18		0			-5,59	-5,31	-7,47	-6,05	0,08
	L4	-25,77	-31,03	90,67	<b>80,02</b>					-8,98	-8,52	-10,9	-10,9	0,13
	L5	<b>-29,11</b>	-17,21	70,45	68,92					-15,4	-17,4	-16,5	-10,3	0,21
VSG	L1	0,34	0,34	0,26	0,26	4,73	4,73	-3,97	-6,98	-0,83	-0,64	-0,50	-0,83	-0,41
	L2	0,55	0,29	0,50	0,45	2,25	2,24	-6,51	-7,61	-1,18	-1,00	-1,41	-1,36	-0,83
	L3	0,94	0,97	0,33	0,37	-2,48	-2,28	7,99	-5,89	-3,45	-3,02	-5,91	-4,22	-2,01
	L4	1,09	1,09	0,64	0,62	-4,02	-3,15	5,21	1,02	-4,28	-4,01	-7,61	5,37	-3,67
	L5	<b>3,02</b>	<b>2,62</b>	<b>0,76</b>	<b>0,69</b>	<b>-6,58</b>	<b>24,17</b>	<b>-8,23</b>	<b>-8,01</b>	-6,82	-9,06	-9,45	-8,96	-5,82

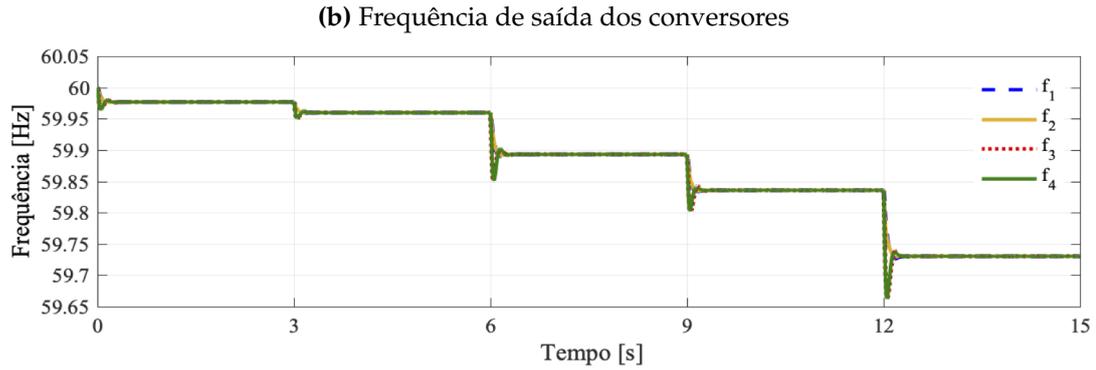
Fonte: o autor.

**Figura 36** – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle LD.

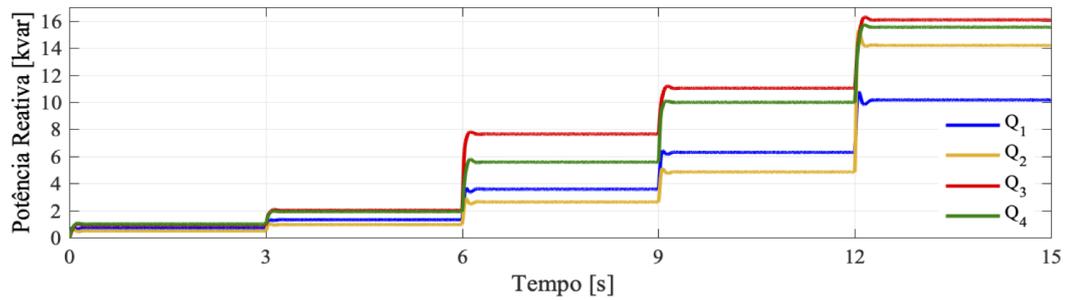
(a) Compartilhamento de potência ativa dos conversores



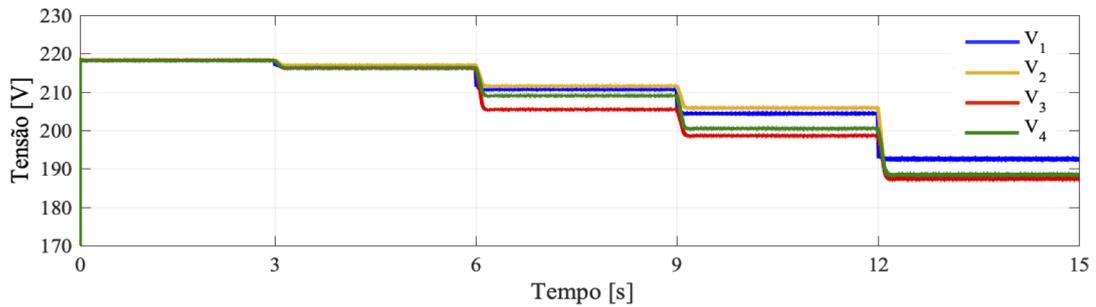
**Figura 36** – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle LD.



(c) Compartilhamento de potência reativa dos conversores



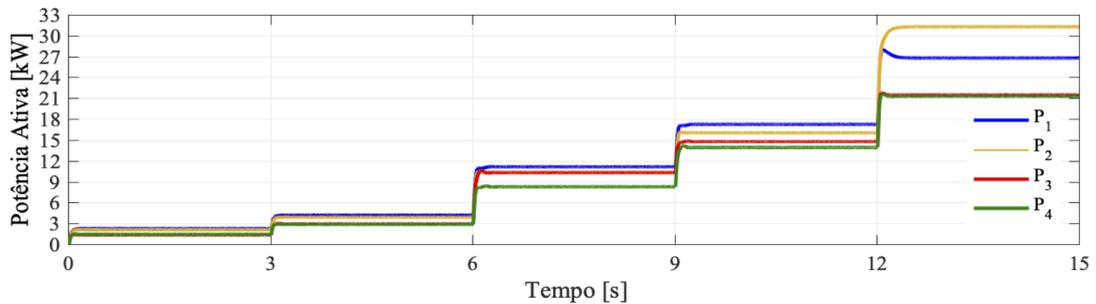
(d) Tensão RMS de saída dos conversores



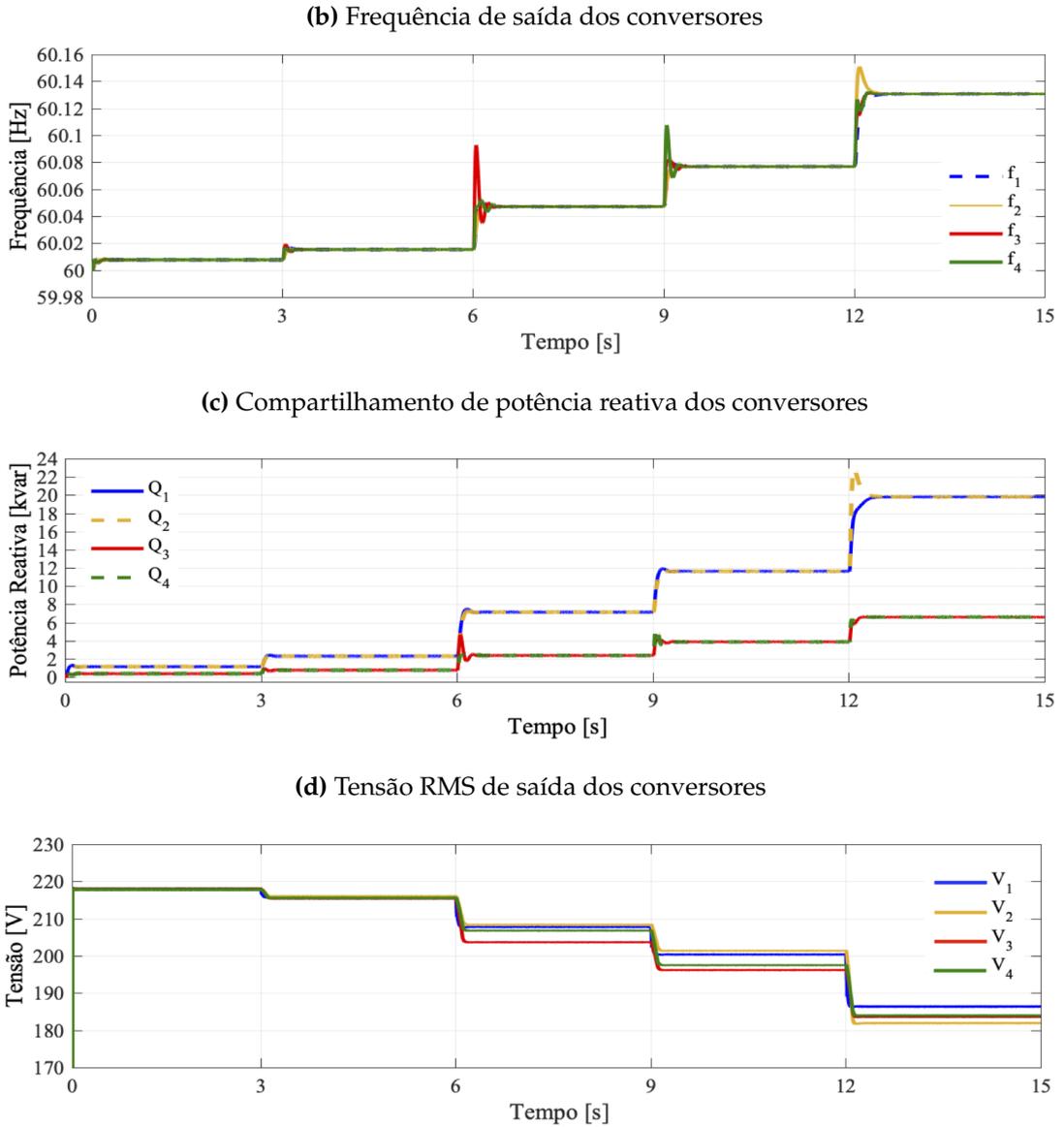
Fonte: o autor.

**Figura 37** – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle RD.

(a) Compartilhamento de potência ativa dos conversores

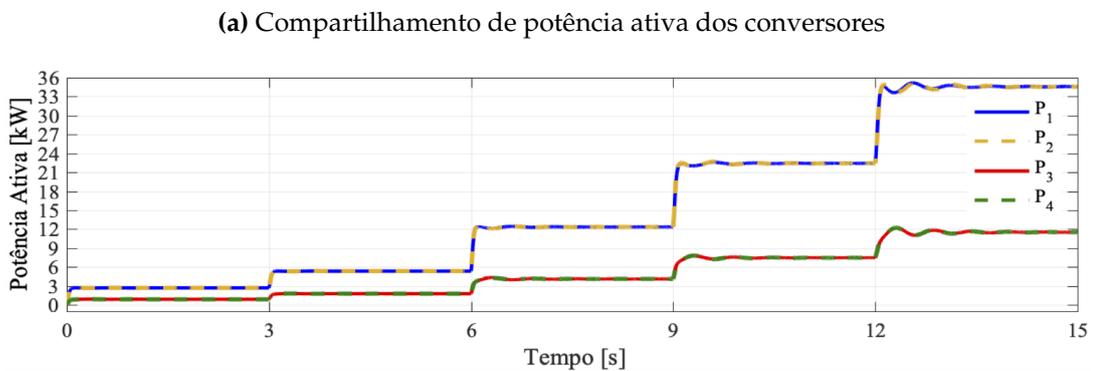


**Figura 37** – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle RD.

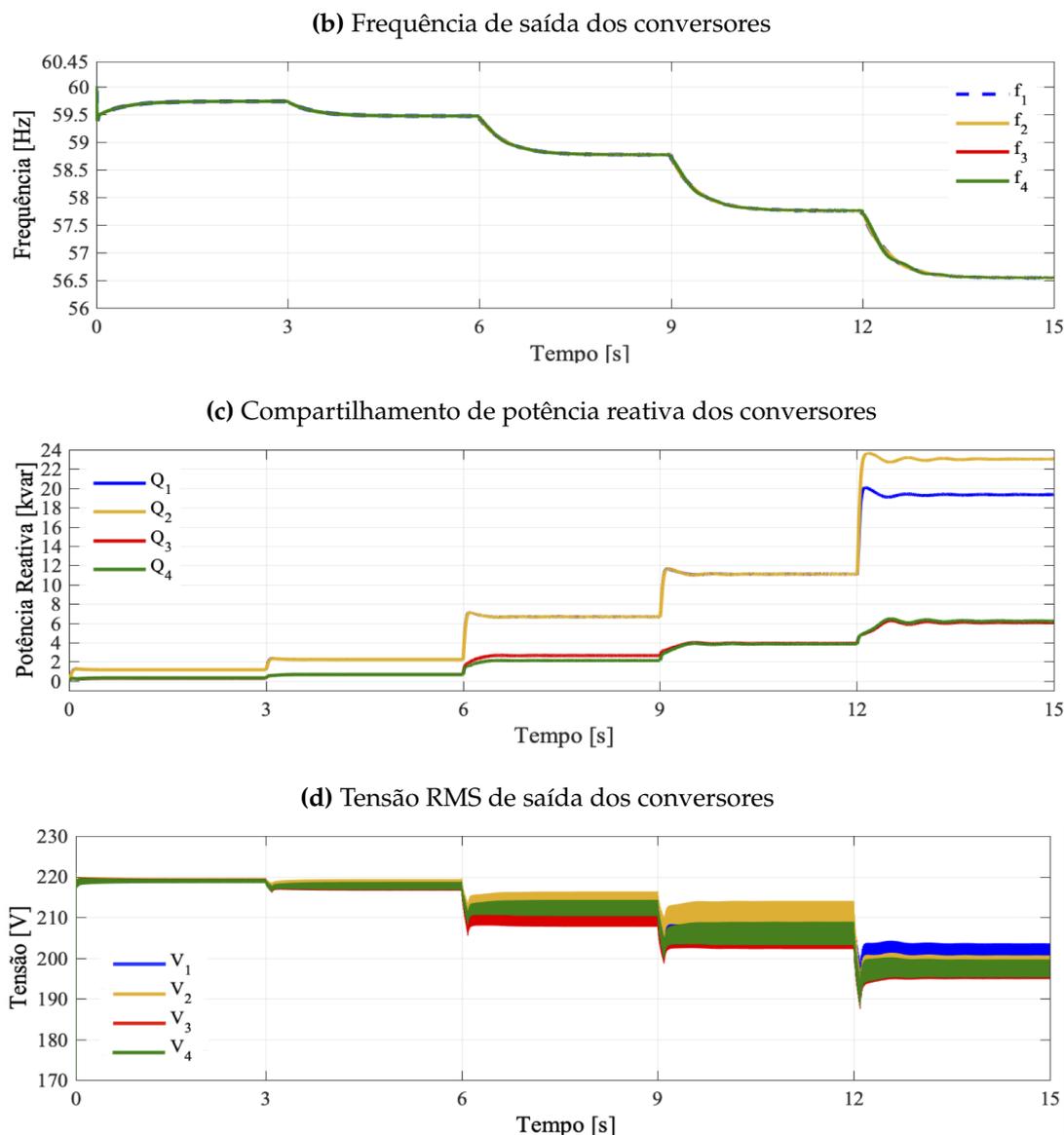


Fonte: o autor.

**Figura 38** – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle VSG.



**Figura 38** – Microrrede padrão com presença de cargas não lineares - controle VSG.



Fonte: o autor.

## 4.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados os resultados de simulações utilizando as técnicas de compartilhamento de potência abordadas neste trabalho, o controle LD, RD e VSG, e foram aplicadas à microrrede padrão de teste da Cigré, operando em modo ilhado. Para analisar qual controle possui o melhor desempenho foram apresentados possíveis cenários que podem ocorrer na rede. Diante dos resultados, foram listados alguns comportamentos das técnicas aplicadas na microrrede sugerida.

- Em função da demanda da carga, há desvio de tensão e frequência na microrrede. Sendo necessário que os valores dos coeficiente de inclinação do controle LD e RD sejam aumentados, porém isto implicaria numa variação maior de tensão e frequência, que pode levar a microrrede a instabilidade. Dessa forma, é preciso que os coeficientes de inclinação sejam ajustados dentro de limites aceitáveis;

- A rede de testes apresenta características radiais e à medida que se tem mais gerações e cargas distribuídas ao longo do ramal, pode gerar um erro elevado no compartilhamento de potência, tornando as técnicas avaliadas nesse estudo menos adequadas para fornecimento e compartilhamento de potência entre os conversores;
- Em caso de perdas do ramal e retirada de uma geração na microrrede, os conversores readequaram a demanda da carga entre si. Porém, os erros de compartilhamento de potência foram mais destacadas no controle LD e RD;
- A presença de cargas não lineares na rede faz com que além do compartilhamento de potência não ser realizado corretamente entre os conversores, ocorra os surgimentos de componentes harmônicas, os quais proporcionam uma má qualidade de energia na rede.

Para todos esses cenários, o Controle VSG apresentou melhores resultados em termos de compartilhamento de potência que as demais técnicas. Porém, apresentou oscilações na tensão de saída dos conversores e houve uma maior regulação na frequência, prejudicando sua performance.

## 5 CONCLUSÃO

O conceito de microrredes surge da necessidade de aproveitar todos os recursos energéticos oferecidos pelo crescimento da geração distribuída.

A microrrede procura equilibrar a oferta e demanda dos consumidores e da geração, quando o sistema funciona de forma isolada da rede principal, garantindo o fornecimento de energia às cargas. Tendo em vista a sua estrutura, observa-se a necessidade de conexão de conversores em paralelo. Portanto, para se ter um máximo desempenho de uma microrrede é preciso uma estratégia de controle adequada.

Neste trabalho, foi realizado um estudo comparativo entre essas estratégias de controle: o controle de inclinação (LD e RD) e o gerador síncrono virtual, sendo aplicados em uma microrrede de baixa tensão que apresenta várias ramificações, os quais estão conectadas diversas cargas, GDs e um sistema de armazenamento. Essa modelagem foi avaliada através de figuras de méritos, que foram detalhadas no Capítulo 4, sob diferentes cenários. A comparação é feita a fim de constatar qual das três técnicas apresenta o melhor desempenho no que refere ao compartilhamentos de potência.

O método de controle LD apresentou certas dependências com as características da rede elétrica que podem prejudicar no compartilhamento de potência reativa com o qual foi visto, ao se aplicar a técnica na microrrede padrão. Através desse método, para todos os conversores, o compartilhamento de potência ativa apresentou erro nulo, portanto, compartilharam potência ativa de forma proporcional e precisa. Entretanto, isso não ocorreu para o compartilhamento de potência reativa. Neste caso, é notado que o maior erro de compartilhamento de potência reativa ocorreu quando a queda de tensão do conversor até as cargas se tornou menor, portanto, diminuiu a influência da impedância de conexão sobre a técnica. Isso ocorre porque, de acordo com Azevedo (2011), esse efeito é indesejado porque cada conversor, quando na distribuição de potência, precisa depender do seu valor nominal e não da distância entre o conversor e a carga.

Já o método de controle RD é uma derivação do controle LD, tendo suas relações de potência ativa e reativa trocadas por aquele controle. Assim, a queda de tensão das cargas prejudica a relações  $Q-V$ , portanto há um bom compartilhamento de potência reativa, mas em contrapartida prejudica o compartilhamento de potência ativa. Esta característica é vista ao aplicar a técnica na microrrede da CIGRÉ, em que para todas as condições definidas é apresentado erro nulo de compartilhamento de potência reativa. Esse erro de compartilhamento de potência ativa também ocorre devido a influência da impedância de linha sobre a saída do conversor, ficando o conversor dependente da relação da distância à carga sendo esse efeito igualmente indesejado.

Estas estratégias de controle por inclinação (LD e RD) foram o foco do Capítulo 2, onde são apresentados os seus fundamentos teóricos e suas principais características.

Por último, o controle baseado no gerador síncrono virtual tem a proposta de melhorar a influência da linha no compartilhamento de potência reativa, através do estimador de tensão, além de minimizar as oscilações no compartilhamento de potência ativa, ocasionado por mudanças de cargas, por meio do ajustador de reatância virtual. No Capítulo 4, nota-se que ao ser empregado na microrrede da CIGRÉ, este método não apresentou um desempenho notadamente satisfatório. As oscilações no compartilhamento de potência ativa ainda são presentes em determinados instantes e o compartilhamento de potências não foi preciso, principalmente a parcela reativa. Esse erro de compartilhamento de potência se dá pelo fato da queda de tensão até o PAC ser um valor aproximado. Apesar disso, em termos de compartilhamento de potência, o controle VSG foi o que apresentou melhores resultados que os demais.

## 5.1 TRABALHOS FUTUROS

As microrredes são consideradas essenciais para o futuro das redes de distribuição, devido à capacidade de aproveitar todas as vantagens dos recursos energéticos distribuídos, se operadas e coordenadas eficientemente, além de reduzir os custos com a transmissão e garantir maior confiabilidade do fornecimento de energia (OLIVEIRA, 2016). A partir dos estudos realizados neste trabalho são propostos os seguintes temas para trabalhos futuros:

- Aprimorar a estratégia de controle por máquina síncrona virtual, de modo, que o valor de impedância equivalente da linha vista por cada conversor permita apresentar maior precisão, minimizando ainda mais os erros durante o compartilhamento de potência;
- Verificar o desempenho das estratégias de controle por meio de análise em campo;
- Realizar estudos comparativos entre técnicas sem comunicação e com comunicação;
- Analisar o comportamento da microrrede no momento da conexão e desconexão da rede principal;
- Para uma simulação mais realista (aplicação em sistema real): considerar a GD variando de acordo com uma simulação climática, carga variando de acordo com um perfil de carga de microrrede.

## REFERÊNCIAS

AMBIENTE, I. de Energia e M. *Estimativa da exclusão elétrica na Amazônia*. 2019. Disponível em: <<http://energiaeambiente.org.br/um-milhao-estao-sem-energia-eletrica-na-amazonia-20191125>>. Acesso em: 2 out. 2020. Citado na página 18.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – qualidade da energia elétrica*. Rio de Janeiro, 2008. 53 p. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 49.

ANEEL. *Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída*. 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877)>. Acesso em: 2 out. 2020. Citado na página 18.

ARAUJO, L. S. de. *Controle de Conversores em Microrredes Autônomas com Sistemas de Armazenamento Distribuídos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 23.

ASIMINOAEI, L. et al. A digital controlled pv-inverter with grid impedance estimation for ens detection. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers, v. 20, n. 6, p. 1480 –1490, November 2005. Citado na página 39.

AZEVEDO, G. M. et al. Comparative study of the power sharing techniques for microgrids in autonomous mode. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Dezembro 2019. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 52.

AZEVEDO, G. M. S. *Controle e operação de Conversores em Microrredes*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, Recife, Pernambuco-Brazil, 2011. Citado 10 vezes nas páginas 18, 20, 24, 26, 29, 31, 32, 33, 36 e 74.

CARVALHO, H. T. de M. *Controle de Microrredes CA: Estudo da Regulação de Frequência e Tensões*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2019. Citado na página 40.

CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de Máquinas Elétricas*. [S.l.]: MCGRAW HILL - ARTMED, 2013. v. 3. Citado na página 22.

CODE, P. U. Microgrids. n. 1339, p. 8370, 2018. Citado na página 18.

COELHO, E. A. A. *Técnicas de Controle Aplicadas ao paralelismo de Inversores*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Dezembro 2012. Citado na página 31.

CORREA, E. P. *Estudo de um Modelo de Ordem Reduzida para a análise da Estabilidade de Microrredes CA*. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Estado de Santa Catarina - Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, Fevereiro 2018. Citado na página 30.

EPE. *Empresa de Pesquisa Energética: Consumo Anual de Energia Elétrica por Classe (Nacional)*. 2020. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-\(nacional\)](http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-(nacional))>. Acesso em: 20 jul. 2020. Citado na página 18.

FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. de. *Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens*. [S.l.], 2014. Disponível em: <[http://www.feam.br/images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2014/artigo\\_gd.pdf](http://www.feam.br/images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2014/artigo_gd.pdf)>. Acesso em: 23 ago 2020. Nenhuma citação no texto.

GUERRERO, J. M. et al. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 19, n. 5, p. 1205 – 1213, Setembro 2004. Citado na página 48.

GUERRERO, J. M. et al. Decentralized control for parallel operation distributed generation inverters using resistive output impedance. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 54, n. 2, p. 994 – 1004, Abril 2007. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 33.

JR., W. D. S. *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. 1. ed. [S.l.]: MCGRAW HILL DO BRASIL, 1976. Citado na página 79.

LAKSHMI, V. S.; PURUSHOTHAM, P. Anfis controller with virtual synchronous generator control for parallel inverters in microgrids. *International Journal of Innovative Technologies*, v. 05, p. 2155–2161, November 2017. Citado na página 36.

LAZZARIN, T. B. *Paralelismo de Inversores de Tensão*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Dezembro 2010. Citado na página 25.

LIU, J. *Studies on Improving Dynamic Performance of Microgrids by Applying Virtual Synchronous Generator Control to Distributed Generators*. Tese (Thesis) — Osaka University, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

LIU, Y. M. J.; ISE, T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators. *IEEE Transactions on Power Electronics*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 31, n. 5, p. 3600 – 3611, Maio 2016. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.

LIU, Y. M. J.; ISE, T. Enhanced virtual synchronous generator control for parallel inverters in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 8, n. 5, p. 2268 – 2277, Setembro 2017. Citado 5 vezes nas páginas 35, 37, 38, 39 e 41.

OLIVEIRA, E. da C. *Estudo comparativo de técnicas de compartilhamento de potência em microrredes operando no modo autônomo*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 20, 26 e 35.

OLIVEIRA, E. de S. *Análise de Estabilidade e Desempenho de Técnicas de Paralelismo sem Comunicação Aplicadas a Sistemas UPS Não Idênticas*. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal de Minas Gerais, Fevereiro 2012. Citado na página 31.

OLIVEIRA Érika Matos de. *Comparação dos Métodos de Paralelismo de Conversores para o Compartilhamento de Potência em Microrredes*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, Julho 2016. Citado 3 vezes nas páginas 33, 36 e 75.

PAMPLONA, F. M. P. *Planejamento Ótimo de Filtros Harmônicos Passivos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Uma abordagem com Algoritmos Evolutivos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Campina Grande, Paraíba-Brazil, 2006. Citado na página 67.

PAPATHANASSIOU, S.; HATZIARGYRIOU, N.; STRUNZ, K. A benchmark low voltage microgrid network. CIGRE Symposium "Power systems with dispersed generation: technologies, impacts on development, operation and performances", Janeiro 2005. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 47.

PARK, R. Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis - part i. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 48, n. 3, p. 716–727, Julho 1929. Citado na página 36.

RESTREPO, C. A. P. *Controle de um conversor CC-CA para conexão à rede com emulação de máquina síncrona*. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Estado de Santa Catarina, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 35.

ROSA, F. C. de L. *Harmonics, Power Systems, and Smart Grids*. 2. ed. [S.l.]: CRC Press, 2015. Citado na página 67.

SANTOS, F. S. *Planejamento Integrado de Filtros Harmônicos e Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição Utilizando um Algoritmo Multiobjetivo*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Sergipe, Fevereiro 2017. Citado na página 67.

SHINTAI, Y. M. T.; ISE, T. Oscillation damping of a distributed generator using a virtual synchronous generator. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 29, n. 2, p. 668–676, Abril 2014. Citado na página 35.

SIQUEIRA, E. S. *Controle por inclinação para paralelismo de inversores em microrredes*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, 2013. Citado na página 30.

SOUZA, H. E. P. de. *Métodos de Extração do Vetor Tensão de Sequência Positiva na Frequência Fundamental*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, Setembro 2008. Citado na página 36.

Sun, Y. et al. New perspectives on droop control in ac microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 64, p. 5741–5745, Julho 2017. Citado na página 40.

TULADHAR, A. et al. Parallel operation of single phase inverter modules with no control interconnection. Twelfth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition APEC'97, v. 1, p. 94–100, Fevereiro 1997. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 26.

WATANABE, E. H. et al. *Simulação de um Compensador síncrono Estático de Potência*. 2000. 1120 - 1125 p. Disponível em: <<http://www.coe.ufrj.br/~porto/tese/CBA288.pdf>>. Citado na página 33.

## APÊNDICE A – Transformação por unidade (pu) para simulação do controle VSG

A transformação em valores percentuais ou valores por unidade (pu) é uma mudança de escala nas grandezas tais como tensão, corrente, potência e impedância em que os seus valores são expressos como uma fração de variáveis escolhidas como referência entre o valor da grandeza em valores reais ou absolutos e o valor base dessa mesma grandeza (JR., 1976).

A transformação em pu será utilizada utilizada nessa dissertação afim de normalizar e introduzir simplificações nos sistemas, facilitando a avaliação e comparação entre os conversores como muitos têm diferentes capacidade de potência. Além disso, minimiza o esforço computacional.

O momento de inércia  $J$  dado em constante de inércia (em segundos) que é definida por  $M^*$ .

$$M^* = \frac{J\omega_0^2}{S_{base}} \quad (49)$$

Onde  $S_{base}$  é a capacidade de potência do conversor. O fator de amortecimento  $D$  em valores por unidade é dada por  $D^*$ .

$$D^* = \frac{D\omega_0}{S_{base}} \quad (50)$$

O coeficiente de inclinação  $K_p$  e  $K_q$  dado os valores em p.u. é definido por  $K_p^*$  e  $K_q^*$ .

$$K_p^* = \frac{K_p\omega_0}{S_{base}} \quad (51)$$

$$K_q^* = \frac{K_q\omega_0}{S_{base}} \quad (52)$$

Os valores da potência ativa de referência,  $P_0$ , e potência reativa de referência,  $Q_0$  em valores por unidade é dada por  $P_0^*$  e  $Q_0^*$ .

$$P_0^* = \frac{P_0}{S_{base}} \quad (53)$$

$$Q_0^* = \frac{Q_0}{S_{base}} \quad (54)$$

A impedância  $Z = R + jX$  em valores unidade é definida como

$$R^* = \frac{R S_{base}}{V_0^2} \quad (55)$$

$$X^* = \frac{X S_{base}}{V_0^2} \quad (56)$$

Os ganhos do controlador PI do controle de potência reativa, para a parte proporcional  $K_{pq}$  e a integral  $K_i$  em pu é dada por:

$$K_{pc}^* = \frac{K_{pq} V_0}{S_{base}} \quad (57)$$

$$K_i^* = \frac{K_{pc} V_0}{T_{is}} \quad (58)$$

Em que  $T_{is}$  é a constante de tempo do controle de potência reativa, dado em segundos.