

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA

NUPEP - NÚCLEO DE PESQUISA EM ELETRÔNICA DE  
POTÊNCIA

MARCUS EVANDRO TEIXEIRA SOUZA JUNIOR

ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS DE  
CONTROLE PARA MICRORREDES CA ILHADAS E  
CONECTADAS À REDE ELÉTRICA

UBERLÂNDIA

2020

MARCUS EVANDRO TEIXEIRA SOUZA JUNIOR<sup>1</sup>

ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS DE  
CONTROLE PARA MICRORREDES CA ILHADAS E  
CONECTADAS À REDE ELÉTRICA

Dissertação de mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica – Eletrônica de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas.

Coorientador: Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo

Banca Examinadora:

Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas – UFU (Orientador)

Dr. Fernando Cardoso Melo – UnB (Coorientador)

Dr. Ernane Antônio Alves Coelho – UFU

Dr. Henrique José Avelar – CEFET-MG (Membro Externo)

Uberlândia

2020

---

<sup>1</sup> A Bolsa de Estudos, para esta pesquisa, foi concedida pela CAPES, Brasil.

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU  
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

S729  
2020

Souza Junior, Marcus Evandro Teixeira, 1993-  
Estudo e Desenvolvimento de Métodos de Controle para  
Microrredes CA Ilhadas e Conectadas à Rede Elétrica [recurso  
eletrônico] / Marcus Evandro Teixeira Souza Junior. - 2020.

Orientador: Luiz Carlos Gomes de Freitas.

Coorientador: Fernando Cardoso Melo.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,  
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2020.588>

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Freitas, Luiz Carlos Gomes de, 1976-,  
(Orient.). II. Melo, Fernando Cardoso, 1989-, (Coorient.). III.  
Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em  
Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:  
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091  
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA**  
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902  
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



### ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 742, PPGEELT				
Data:	Dezessete de agosto de dois mil e vinte	Hora de início:	08:30	Hora de encerramento:	12:00
Matrícula do Discente:	11822EEL012				
Nome do Discente:	Marcus Evandro Teixeira Souza Junior				
Título do Trabalho:	Estudo e desenvolvimento de métodos de controle para microrredes CA ilhadas e conectadas à rede elétrica				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Eletrônica de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Desenvolvimento de inversor solar grid-tie para sistemas de pequeno porte Agência Financiadora: CAPES Início 01/10/2017 Término 30/11/2019 No. do Projeto na agência: N01/2017 - Ed. COPEL/FEELT/UFU N01/2017 - CAPES PNPD Professor Coordenador: LUIZ CARLOS GOMES DE FREITAS				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Henrique José Avelar - CEFET; Ernane Antônio Alves Coelho - FEELT/UFU; Luiz Carlos Gomes de Freitas - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Luiz Carlos Gomes de Freitas, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Ernane Antonio Alves Coelho, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/08/2020, às 11:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luiz Carlos Gomes de Freitas, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/08/2020, às 13:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Henrique José Avelar, Usuário Externo**, em 17/08/2020, às 14:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://www.sei.ufu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **2136273** e o código CRC **BB12C71B**.

# ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS DE CONTROLE PARA MICRORREDES CA ILHADAS E CONECTADAS À REDE ELÉTRICA

MARCUS EVANDRO TEIXEIRA SOUZA JUNIOR

Dissertação de mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica – Eletrônica de Potência.

---

Prof. Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr.  
Orientador

---

Prof. Fernando Cardoso Melo, Dr.  
Coorientador

---

Prof. José Roberto Camacho, Dr.  
Coordenador da Pós-Graduação

*Aos meus pais.*

*À minha noiva.*

# AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por todo apoio, confiança e incentivo que sempre me deram em meus estudos e na minha formação. Agradeço pelo amor e pela amizade. Sou eternamente grato.

Agradeço à minha noiva Gabriela pelo companheirismo, pela amizade, pelo apoio, pelas conversas, pelas risadas e, principalmente, pelo carinho e pelo amor. Obrigado por tudo.

Agradeço à minha família e a todos os meus amigos que, de alguma forma, contribuíram para meu desenvolvimento acadêmico e pessoal.

Agradeço ao meu orientador Professor Luiz Carlos Gomes de Freitas pela dedicação, pela confiança no meu trabalho e nas minhas ideias, pela disposição, pelos conselhos e pelos ensinamentos.

Agradeço ao meu coorientador Professor Fernando Cardoso Melo pela dedicação, pela colaboração, pelas discussões, pelas conversas e pelos ensinamentos.

Agradeço aos Professores Ernane A. A. Coelho e Gustavo B. de Lima pelas discussões e pelos ensinamentos.

Agradeço a todos os amigos, colegas, técnicos administrativos e professores do NUPEP e da FEELT pela amizade e pela ajuda.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela bolsa de mestrado e pelo suporte financeiro. Agradeço igualmente ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) pelo apoio financeiro.

*“‘Soluções’ científicas ou tecnológicas que envenenam o meio ambiente ou que degradam a estrutura social e o próprio homem não são benéficas, não importa quão brilhantemente concebidas ou quão grande sua atração superficial. Máquinas cada vez maiores, envolvendo concentrações cada vez maiores de poder econômico e exercendo violência sempre maior contra o meio ambiente, não representam progresso: elas são uma negação da sabedoria.”*

(E. F. Schumacher).

## Resumo

O objetivo deste trabalho é estudar as microrredes CA, seus métodos de controle e seus modos de operação: ilhado e conectado à rede elétrica. Inicialmente, é feita uma apresentação geral. A história das microrredes é contada brevemente e, em seguida, seu desenvolvimento recente é considerado. Os principais conceitos são tratados. Os diversos componentes que constituem uma microrrede são detalhados. Seguem investigações sobre os controles e as arquiteturas das microrredes. Normas sobre o assunto são debatidas. São ainda exploradas as relações existentes entre as microrredes, a qualidade da energia, os serviços ancilares e as redes elétricas inteligentes. Após esta abordagem universal, as técnicas de controle para operações ilhada e conectada à rede tornam-se o foco do trabalho. Para as microrredes ilhadas, os requisitos e as propostas de controle são comentados. Os controles internos, formados por controladores Proporcional-Ressonante, têm suas estruturas delineadas. O modo ilhado só é possível pelo emprego do controle primário, que permite o paralelismo dos inversores e o compartilhamento de potências. Para o presente trabalho, o método de controle *droop* convencional é o escolhido para tanto. Ele realiza estas funções de forma simples, flexível e sem comunicação. Uma microrrede CA monofásica é, então, descrita e projetada, servindo para análise dos dois modos de operação. Resultados de simulação computacional mostram a eficácia dos controles para diferentes regimes de funcionamento, como variações de carga, falha em inversores e rejeição de carga. Algumas dificuldades do modo ilhado, como desvios de frequência e de tensão e limitação no equilíbrio energético, são sanadas no modo conectado à rede, que é o último tópico do trabalho. Todas as condições para a conexão da microrrede à rede de distribuição são discutidas. Os elementos que fazem a ligação entre os dois sistemas, as técnicas de sincronização e a chave de interconexão, são avaliados. Uma revisão bibliográfica sobre as técnicas de controle para este modo é feita. Finalmente, como contribuição principal do trabalho, é proposto um método de controle para sincronização, transição suave e conexão da microrrede à rede elétrica. A técnica permite o controle completo do fluxo de potências ativa e reativa entre a microrrede e a rede de distribuição, sendo feito individualmente para cada conversor. Simulações computacionais conferem e corroboram a proposta de método de controle. A sincronização é realizada para diferentes situações de ângulo de fase, de frequência e de amplitude da tensão da rede elétrica. A transição suave é verificada. Importação e exportação de potências, mudanças de carga, saída de unidades, alteração individual de produção e correção do fator de potência são algumas das conjunturas examinadas. O retorno ao modo ilhado também é exibido. Otimização de processos, criação de um mercado de energia, aprimoramento da qualidade da energia, provimento de serviços ancilares e mitigação de impactos ambientais são alguns dos recursos disponíveis pelo controle e conexão entre os dois sistemas.

**Palavras-Chave:** Geração Distribuída. Método de Controle *Droop*. Microrredes. Modo Conectado à Rede. Modo Ilhado. Paralelismo de Inversores.

# Abstract

The objective of this work is to study AC microgrids, their control methods and their operation modes: islanded and grid-connected. Initially, a general presentation is made. The history of microgrids is briefly told and then their recent development is considered. The main concepts are dealt with. The many components that constitute a microgrid are detailed. Investigations on microgrids controls and architectures are followed. Standards about the subject are debated. The existing relationships among microgrids, power quality, ancillary services and smart grids are explored. After this universal approach, the control techniques for islanded and grid-connected operations become the work focus. For islanded microgrids, the requirements and the control proposals are commented. The inner controls, formed by Proportional-Resonant controllers, have their structures outlined. The islanded mode is only possible by the employment of the primary control that permits the parallel operation of inverters and the power sharing. For the present work, the conventional droop control method is the chosen one for this. It performs these functions in a simple, fast, flexible and without communication way. A single-phase AC microgrid is then described and designed, serving for analysis of the two modes of operation. Computational simulation results show the controls efficiency for the different working regimes, like load variations, inverters failures and load shedding. Some of the islanded mode difficulties, like frequency and voltage deviations and limitations on the power equilibrium, are healed in the grid-connected mode, which is the last topic of the work. All the conditions for the connection of a microgrid to the distribution grid are discussed. The elements that make the connection between the two systems, the synchronization techniques and the interconnection switch, are evaluated. A bibliographic revision about the control techniques for this mode is made. Finally, as the main contribution of this work, it is proposed a control method for synchronization, seamless transfer and connection of the microgrid to the power grid. The technique allows the complete active and reactive powers flow control between the microgrid and the distribution grid, being done individually for each converter. Computational simulations check and corroborate the control method proposed. The synchronization is realized for different grid phase-angle, frequency and voltage magnitude situations. The seamless transfer is verified. Power import and export, load changes, units exit, individual changes of production and power factor correction are some of the examined conjunctures. The return to the islanded mode is also exhibited. Process optimization, creation of an energy market, power quality enhancement, ancillary services provision and mitigation of environmental impacts are some of the available resources by the control and connection of the two systems.

**Keywords:** Distributed Generation. Droop Control Method. Grid-Connected Mode. Islanded Mode. Microgrids. Parallel Operation of Inverters.

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Produção percentual de eletricidade por fonte nos países-membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), por fonte, entre os anos 1974 e 2018. ....	19
Figura 1.2 - Evolução da pesquisa sobre "microrrede" ("microgrid") nas publicações de engenharia elétrica e afins de 2001 até 2018 nos acervos digitais <i>IEEE Xplore</i> ® (azul, barras da esquerda) e <i>Scopus</i> ® (laranja, barras da direita). ....	21
Figura 1.3 - Receitas globais relacionadas às microrredes entre 2011 e 2018 (em bilhões dólares de 2018). ....	23
Figura 1.4 - Estratégias de controle para microrredes: (a) totalmente centralizada; (b) completamente distribuída. ....	36
Figura 1.5 - Funções de controle dos conversores em microrredes CA: (a) formadores de rede ( <i>grid-forming</i> ); (b) alimentadores de rede ( <i>grid-feeding</i> ); (c) suporte de rede ( <i>grid-supporting</i> ). ....	38
Figura 1.6 - Exemplos de estruturas de microrredes: (a) radial; (b) em malha. ....	41
Figura 1.7 - Redes elétricas: (a) tradicional; (b) inteligente. ....	49
Figura 2.1 - Curvas características <i>droop</i> de potência ativa e frequência ( $P \times \omega$ ) e de potência reativa e tensão ( $Q \times E$ ). ....	60
Figura 2.2 - Diagrama de controles internos e primário (método de controle <i>droop</i> ) de uma unidade de GD e inversor para microrrede CA. ....	60
Figura 2.3 - Conversor conectado a um barramento CA: (a) circuito equivalente; (b) diagrama fasorial. ...	62
Figura 2.4 - Diagrama genérico de uma microrrede CA ilhada com $n$ inversores e $m$ cargas conectados através de um barramento CA. ....	67
Figura 2.5 - Diagramas de Bode dos controles internos com P+Res Não-Ideal: (a) malha externa de tensão; (b) malha interna de corrente. ....	70
Figura 2.6 - Tensão e corrente instantâneas da microrrede em uma carga RL e da saída do inversor 1 ( $v_{o1}$ , $i_{o1}$ ). ....	71
Figura 2.7 - Potências ativas dos conversores ( $P_1$ , $P_2$ e $P_3$ ) e total da microrrede ( $P_{mr}$ ) e frequências individuais ( $f_1$ , $f_2$ e $f_3$ ). ....	72
Figura 2.8 - Potências reativas dos conversores ( $Q_1$ , $Q_2$ e $Q_3$ ) e total da microrrede ( $Q_{mr}$ ) e magnitudes de tensão individuais ( $E_1$ , $E_2$ e $E_3$ ). ....	73
Figura 2.9 - Tensões instantâneas nas saídas de cada inversor ( $v_{o1}$ , $v_{o2}$ e $v_{o3}$ ) e tensão instantânea na carga ( $v_{carga}$ ) com detalhes dos valores de pico positivos. ....	73
Figura 2.10 - Valor médio da potência aparente ( $S_{mr}$ ) produzida na microrrede ilhada. ....	74
Figura 2.11 - Variações de potência (carga) ativa e de frequência. ....	74
Figura 2.12 - Variações de potência (carga) reativa e amplitude da tensão. ....	75
Figura 2.13 - Atuação do sistema de proteção para falha do inversor 1 e compartilhamento de carga automático pelo restante das unidades. ....	75
Figura 2.14 - Falha do inversor 1 e rejeição automática de carga. ....	76
Figura 3.1 - Estrutura genérica de técnicas PLL. ....	85
Figura 3.2 - Diagrama do PLL Clássico. ....	86
Figura 3.3 - Diagrama do SOGI-PLL. ....	87
Figura 3.4 - Diagrama da chave estática de interconexão para microrrede. ....	89
Figura 3.5 - Diagrama simplificado da chave estática de transferência para microrrede. ....	90
Figura 3.6 - Segunda etapa do método de controle para conexão da microrrede à rede com sincronização ativa. ....	100
Figura 3.7 - Curvas de <i>droop</i> na segunda etapa do método de controle para conexão da microrrede à rede. ....	100

Figura 3.8 - Terceira etapa do método de controle para conexão da microrrede à rede com controle do fluxo de potências.....	102
Figura 3.9 - Curvas de <i>droop</i> na terceira etapa do método de controle para conexão da microrrede à rede. ....	104
Figura 3.10 - Método de controle em três etapas para modos ilhado, conectado à rede e sincronização ativa e transferência suave para um inversor de uma microrrede CA. ....	104
Figura 3.11 - Resultados de operação da segunda etapa do método de controle para rede de distribuição com tensão e frequência nominais, mas diferenças de fase com a microrrede de: (a) 90°; (b) 180°. ....	108
Figura 3.12 - Resultados de operação da segunda etapa do método de controle para rede de distribuição com tensão nominal e diferença de fase com a microrrede nula (0°), mas frequências de: (a) 57 Hz; (b) 63 Hz. ....	109
Figura 3.13 - Resultados de operação da segunda etapa do método de controle para rede de distribuição com frequência nominal e diferença de fase com a microrrede nula (0°), mas tensões de: (a) 110 V; (b) 135 V. ....	111
Figura 3.14 - Resultados de potências ativas e correntes na transição suave para diferentes impedâncias resistivas de linha da rede: (a) $R = 0 \Omega$ ; (b) $R = 0,05 \Omega$ ; (c) $R = 0,1 \Omega$ ; (d) $R = 0,3 \Omega$ ; (e) $R = 0,5 \Omega$ . .	112
Figura 3.15 - Potências ativas e frequências na passagem de modo ilhado, pela segunda etapa, para modo conectado na terceira etapa com controle do fluxo de potências em situação normal de operação. ....	113
Figura 3.16 - Potências reativas e tensões na passagem de modo ilhado, pela segunda etapa, para modo conectado na terceira etapa com controle do fluxo de potências em situação normal de operação. ....	114
Figura 3.17 - Potências ativas e frequências para aumento de carga resistiva na microrrede conectada à rede. ....	115
Figura 3.18 - Potências ativas e frequências para saída de um inversor da microrrede conectada à rede...	115
Figura 3.19 - Potências ativas e frequências para variações iguais na produção de potência ativa dos inversores na microrrede conectada à rede com troca de importação para exportação.....	116
Figura 3.20 - Potências ativas e frequências para variações diferentes na produção de potência ativa dos inversores na microrrede conectada à rede sem troca de energia entre os dois sistemas. ....	117
Figura 3.21 - Potências reativas e tensões para variações iguais na produção de potência reativa dos inversores na microrrede conectada à rede com troca de importação para exportação.....	117
Figura 3.22 - Potências reativas e tensões para variações distintas na produção de potência reativa dos inversores na microrrede conectada à rede com troca de importação para exportação.....	118
Figura 3.23 - Correção do fator de potência da rede de distribuição com entrada da microrrede.....	119
Figura 3.24 - Potências ativas e frequências para desconexão da microrrede da rede e retorno ao modo ilhado e ao método de controle <i>droop</i> convencional. ....	120
Figura 3.25 - Potências reativas e tensão para desconexão da microrrede da rede e retorno ao modo ilhado e ao método de controle <i>droop</i> convencional. ....	120

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 2.1– Características das linhas dos conversores da microrrede.....	69
---	----

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCM	<i>Current Control Mode</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CHP	<i>Combined Heat-and-Power</i>
DF	Detector de Fase
DSM	<i>Demand Side Management</i>
DSP	<i>Digital Signal Processors</i>
DTT%	Distorção Harmônica Total de Tensão
FP	Fator de Potência
FPB	Filtro Passa-Baixa
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission, Commission Électrotechnique Internationale</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
OCT	Oscilador Controlado por Tensão
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
P+Res	Proporcional-Ressonante
PI	Proporcional-Integral
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>
SOGI-PLL	<i>Second-Order Generalized Integrator – Phase-Locked Loop</i>
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VCM	<i>Voltage Control Mode</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

# SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
<b>CAPÍTULO I - MICRORREDES.....</b>	<b>16</b>
1.1 HISTÓRIA DAS MICRORREDES .....	16
1.2 PESQUISAS, PROJETOS E DESENVOLVIMENTO DE MICRORREDES .....	20
1.3 CONCEITOS DE MICRORREDES .....	24
1.4 COMPONENTES DE MICRORREDES.....	27
1.4.1 Geração Distribuída e Microrredes .....	27
1.4.2 Eletrônica de Potência e Microrredes .....	28
1.4.3 Armazenamento de Energia e Microrredes .....	30
1.4.4 Cogeração e Microrredes.....	31
1.4.5 Cargas e Microrredes.....	31
1.4.6 Proteção e Microrredes .....	32
1.5 CONTROLES DE MICRORREDES .....	34
1.6 ARQUITETURAS DE MICRORREDES.....	39
1.7 NORMAS SOBRE MICRORREDES .....	43
1.8 QUALIDADE DA ENERGIA, SERVIÇOS ANCILARES E MICRORREDES .....	45
1.9 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E MICRORREDES .....	47
1.10 BENEFÍCIOS, DESAFIOS E TENDÊNCIAS DE MICRORREDES .....	50
<b>CAPÍTULO II – MICRORREDES ILHADAS.....</b>	<b>52</b>
2.1 CONTROLES PARA MICRORREDES ILHADAS .....	52
2.2 CONTROLES INTERNOS DA MICRORREDE ILHADA.....	55
2.3 CONTROLE PRIMÁRIO DA MICRORREDE ILHADA: MÉTODO DE CONTROLE <i>DROOP</i> .....	58
2.4 DESCRIÇÃO E PROJETO DE UMA MICRORREDE CA MONOFÁSICA .....	67
2.5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA MICRORREDE ILHADA.....	70
<b>CAPÍTULO III – MICRORREDES CONECTADAS À REDE ELÉTRICA.....</b>	<b>79</b>
3.1 VISÃO GERAL SOBRE A CONEXÃO DE MICRORREDES À REDE ELÉTRICA .....	80
3.2 TÉCNICAS DE SINCRONIZAÇÃO: <i>PHASE-LOCKED LOOP</i> (PLL) .....	84
3.3 CHAVE ESTATICA DE INTERCONEXÃO.....	88
3.4 ESTADO DA ARTE DOS MÉTODOS DE CONTROLE DA CONEXÃO DE MICRORREDES À REDE ELÉTRICA.....	90
3.5 CONTROLE PARA CONEXÃO DA MICRORREDE À REDE ELÉTRICA .....	98
3.6 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA MICRORREDE CONECTADA À REDE ELÉTRICA.....	106
<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>122</b>
4.1 CONCLUSÕES .....	122
4.2 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	126
4.3 PUBLICAÇÕES .....	127
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>128</b>

# INTRODUÇÃO

---

Microrredes elétricas são, como o próprio nome sugere, redes elétricas de pequeno porte em relação às convencionais. Elas abarcam geração, distribuição e consumo de eletricidade em uma área reduzida. Estas novas estruturas do sistema elétrico integram dispositivos avançados de produção e conversão de energia elétrica, além de incorporarem estratégias modernas e sofisticadas de controle, automação e comunicação. Diante da ruptura dos modelos e dos procedimentos de operação vertical e centralizada, geração em larga escala, transmissão em linhas quilométricas, distribuição passiva e consumo afastado da produção, estudantes, pesquisadores e profissionais do setor elétrico devem compreender e desenvolver tecnologias e métodos para que se possa usufruir de todos os benefícios das microrredes. Sendo assim, este trabalho busca elucidar as ideias essenciais que orbitam as microrredes. Seu tema central é a operação e o controle das microrredes e, principalmente, a conexão delas com a rede elétrica das concessionárias.

No primeiro capítulo, é narrada, de forma concisa, a história das microrredes, começando pelos sistemas elétricos primordiais, passando pelas tecnologias precursoras e terminando no surgimento de sua concepção moderna. Seguindo a primeira seção, a segunda traz um panorama geral da pesquisa e do desenvolvimento das microrredes nos anos mais recentes, sendo apontados projetos em andamento e áreas de estudo confluentes. As microrredes são, então, definidas e são considerados os conceitos mais importantes envolvidos. Em seguida, a infraestrutura da microrrede é tratada. Ou seja, são delineados os seus componentes fundamentais, tais como a geração distribuída (GD), a eletrônica de potência, o armazenamento de energia, dentre outros. O tema subsequente é o controle das microrredes e suas diferentes vertentes: centralizada, distribuída e hierárquica. Isso exposto, são exploradas as possibilidades de arquiteturas de microrredes. A inserção das microrredes no sistema elétrico e suas implicações são examinados nas três próximas seções, onde se fala sobre normas, qualidade da energia e redes elétricas inteligentes, nesta sequência. Por fim, benefícios, desafios e tendências das microrredes são discutidos.

Os dois próximos capítulos abordam os dois modos de operação de uma microrrede: ilhado e conectado à rede. O primeiro compõe o texto do segundo capítulo. Há mais de uma razão para seguir esta ordem. Primeiramente porque o modo ilhado pode ser empregado em qualquer situação, mesmo onde não se tenha acesso à rede elétrica. Em segundo lugar, pelo fato

deste modo ser a base do controle hierárquico e de muitos dos métodos de conexão da microrrede à rede, inclusive o aqui proposto. Terceiro, pelo controle do modo ilhado determinar como serão feitas a sincronização, a reconexão e a desconexão da microrrede com a rede. É preciso entender, portanto, o modo ilhado para depois se passar à compreensão do modo conectado à rede. Como será visto, existem diferentes técnicas para controle no modo ilhado, desde totalmente centralizados até completamente distribuídos. No entanto, a perspectiva hierárquica descentralizada tem sido a mais aceita. Nela, a microrrede no modo ilhado é composta de controles interno, primário e secundário. Não se discorre sobre o último no texto, sendo apresentado apenas seu conceito. Porém, referências sobre o assunto são citadas. Já os outros dois são discutidos com maiores detalhes. O controle interno é intrínseco aos conversores e engloba malhas de tensão e de corrente. Os conversores, por sua vez, podem desempenhar diferentes funções em uma microrrede e o tópico é tratado. No nível primário são definidas tensões e frequências de referência para operação da microrrede no modo ilhado. Para ele foi adotado o método de controle *droop* convencional, que permite de maneiras simples e adequada o compartilhamento de potências sem comunicação na microrrede ilhada. Este método e algumas de suas possíveis modificações são explicadas. A configuração e os parâmetros da microrrede investigada neste trabalho são descritos neste capítulo. Eles são os mesmos usados nos testes de conexão à rede. Resultados de simulação do modo ilhado também são expostos. Apesar de serem similares àqueles comumente encontrados na literatura, eles têm duas funções no presente trabalho. O primeiro é que dão uma noção do funcionamento da microrrede em modo ilhado e de seus valores de tensão, de frequência e de potências. O segundo, e mais importante, é que eles servem para comparação com os resultados da microrrede conectada à rede.

O terceiro e último capítulo trata das microrredes conectadas à rede. Na estrutura hierárquica, este controle forma o nível terciário. Uma visão geral sobre o tema é apresentada. Seguem explicações sobre técnicas de sincronização e sobre a chave de interconexão que liga os dois sistemas. Uma revisão bibliográfica mostra o estado da arte sobre a matéria. Além de se enumerar as variadas técnicas propostas na literatura, são feitas análises sucintas, delineando vantagens e desvantagens, assim como dificuldades e restrições neste controle. Uma vez compreendido o cenário, é proposto um método para sincronização, conexão e controle da microrrede no modo conectado à rede. A técnica é simples e permite uma transição suave entre os modos ilhado e conectado à rede. Para seu funcionamento, o método de controle *droop* dos conversores é alterado sem controles e/ou componentes auxiliares complexos. Métodos de



sincronização do tipo *Phase-Locked Loop* (PLL) são aplicados tanto na transferência de modo ilhado para conectado à rede, quanto no controle da microrrede neste último modo em regime permanente. Quando conectadas entre si, pode ser feito o controle dos inversores individualmente e do fluxo total de potências entre microrrede e rede elétrica. O sistema permite operação contínua, confiável e de alta qualidade da microrrede mesmo diante de condições adversas, tais como perdas de GD, variações de carga, faltas na rede, etc., fazendo com que ela mantenha níveis adequados de tensão e de frequência ou passe para modo ilhado intencionalmente no caso de problemas externos. Resultados de simulação computacional para diversas situações operacionais demonstram o funcionamento do controle da microrrede no modo conectado à rede.

Finalmente, uma conclusão sobre o texto é dada. Além disso, propostas de trabalhos futuros são indicadas e comentadas.

# CAPÍTULO I - MICRORREDES

---

## 1.1 História das Microrredes

As redes elétricas primordiais, que surgiram ainda no século XIX, podem ser consideradas microrredes. Estas não contemplavam as tecnologias e as técnicas avançadas de suas versões modernas, mas preenchiam características fundamentais de microrredes. Os sistemas apresentados em ordem cronológica a seguir não foram os únicos existentes na época. Porém, todos foram de grande importância na evolução do setor elétrico e correspondem ao que se pode chamar de microrredes primitivas.

As instalações de rua de iluminação elétrica de Paris, na França, de 1878, encontradas em lugares como a *Avenue de l'Opéra*, a *Place de l'Opéra* e do *Arc de triomphe*, são bastante similares às microrredes, no sentido de serem formadas por múltiplos geradores localizados próximos das cargas e instalados nos próprios locais de consumo. Os dínamos, que eram acoplados às máquinas a vapor, ficavam no interior de porões dos respectivos edifícios alimentados ou de vizinhos e eram ligados às lâmpadas através de cabos subterrâneos [1].

O primeiro fornecimento público de energia elétrica é creditado às cidades inglesas de Godalming e Chesterfield, com seus sistemas de 1881 [2]. Na primeira, além da iluminação pública, propriedades privadas poderiam ser alimentadas por uma pequena central hidroelétrica com saída em corrente alternada (CA) (aproveitando uma roda d'água já existente e depois passando para máquina a vapor) em suas proximidades. Já na segunda, dois dínamos eram usados para fornecimento público de eletricidade.

Em 1882, foi inaugurada a estação de energia elétrica de Pearl Street, de Thomas Edison [3]. No centro financeiro da cidade de Nova Iorque, nos Estados Unidos, o sistema era capaz de suprir edifícios e comércios que ficavam até uma milha de distância. Diferentemente das experiências passadas, Edison desenvolveu uma estrutura completa de geração e distribuição de eletricidade. Foi a primeira planta de cogeração conhecida. Mais ainda, nela foi feita, provavelmente, a primeira conexão em paralelo de geradores de corrente contínua (CC) para suprimento de energia elétrica. No final da década, estes sistemas, que nada mais eram que verdadeiras microrredes CC, estavam espalhados por todos os Estados Unidos e vários outros países.

Ainda na mesma década, surgiram sistemas que empregavam baterias para a distribuição de energia elétrica. Instaladas em pontos distantes dos geradores, elas serviam para que se pudesse transmitir eletricidade em tensões CC mais altas, reduzindo perdas e permitindo fornecimento de energia elétrica em horários de pico. Na cidade de Londres, em 1888, a medida foi adotada em diferentes bairros. Poucos anos antes, na também inglesa Colchester, um sistema com dois geradores CC em paralelo e conjuntos de baterias em seis estações alimentavam comércios [1].

Nos anos 1890, o setor elétrico de Berlim, a capital alemã, era formado por vários pequenos sistemas de geração agregados a comércios e indústrias em espécies de “blocos de alimentação”. O fornecimento de eletricidade em Chicago, nos Estados Unidos, era feito por cerca de 36 pequenas empresas diferentes. Londres, da mesma forma, tinha um grande número de companhias para suprimento de energia elétrica. Cada sistema ficava em um distrito correspondente a uma divisão administrativa e as empresas autorizadas deveriam construir suas próprias estações de geração, assim como sua própria rede de distribuição [4].

Estes exemplos demonstram como as microrredes não são, essencialmente, uma novidade em termos de potência, extensão, proximidade entre geração e carga, cogeração, paralelismo de geradores, uso de baterias e diversidade de fornecedores de eletricidade. No início do século XX, contudo, o consumo de eletricidade se ampliou e o mesmo se deu com a rede elétrica, que foi se tornando cada vez maior em área e em porte. Devido às economias de escala, à aglomeração de companhias de fornecimento e às contingências naturais, as usinas de energia elétrica de alta capacidade, distantes da demanda e conectadas a transformadores e a linhas quilométricas de transmissão, tornaram-se o padrão usado mundialmente. A adoção de sistemas trifásicos CA, com uniformização de valores de tensões e frequências, permitiu que houvessem interconexões nos períodos entre as duas grandes guerras mundiais. As redes elétricas viraram sistemas colossais, ocupando países inteiros, e fazendo desaparecer as microrredes primordiais. Assim, elas ressurgiram em uma concepção moderna somente na virada do milênio.

Diferentes fatores levaram à volta da pesquisa e do desenvolvimento de pequenas redes elétricas. Um motivo decisivo foi o progresso tecnológico em diferentes frentes no setor elétrico. A evolução dos semicondutores e dos conversores de eletrônica de potência definitivamente tiveram papéis relevantes. A invenção do transistor por Bardeen, Brattain e Shockley nos Laboratórios da Bell em 1948 e do tiristor comercial pela General Electric

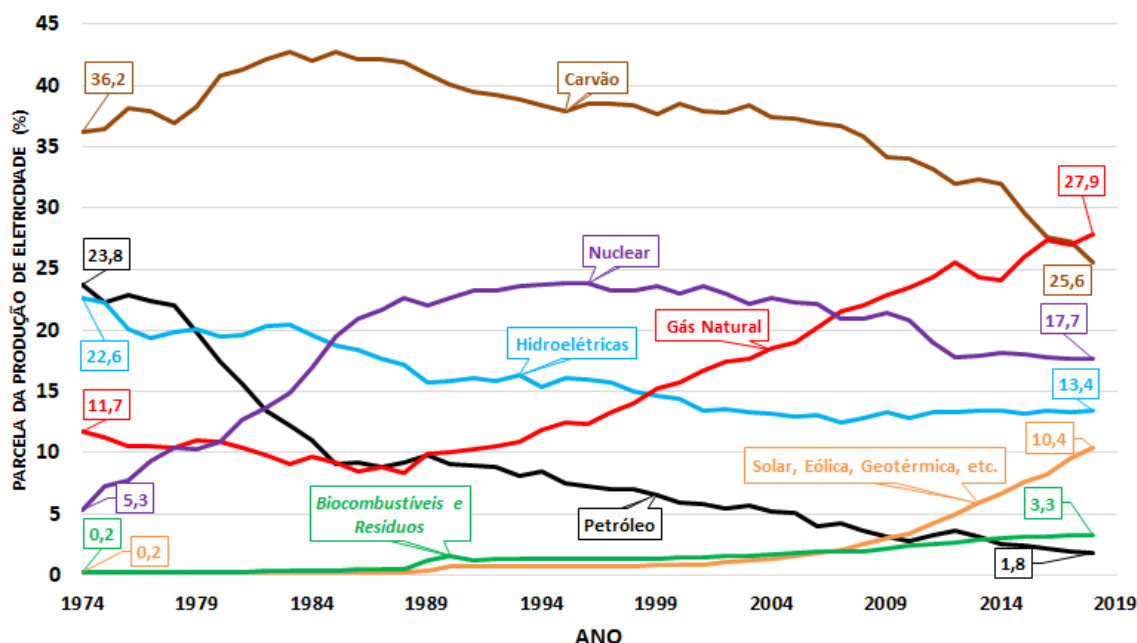
Company em 1958 e o desenvolvimento da microeletrônica nos anos 1970 e 1980 são alguns dos momentos marcantes nesta trajetória [5]. O avanço de métodos de controle, automação e comunicação e das tecnologias de computação e de informação nos últimos 50 anos foi outro elemento crucial.

No entanto, a expansão no uso da GD nos anos mais recentes foi a condição crítica para a consolidação das microrredes modernas. A história da GD ao longo dos anos não será detalhada aqui (ela pode ser vista em [6]), mas alguns acontecimentos devem ser destacados. Nas décadas de 1960 e 1970, quando o setor elétrico era dominado pelas grandes centrais termoelétricas, hidroelétricas e nucleares, houve progresso substantivo nas tecnologias originárias do crescimento recente da GD, as células a combustível [7] e os sistemas fotovoltaicos [8]. Isso se deveu principalmente aos investimentos do governo americano na corrida espacial, que buscava fontes de pequeno porte de eletricidade. Na época foram feitos os primeiros testes com estes geradores para produção de energia elétrica em residências, comércios e indústrias.

O ponto de inflexão na adoção da GD foram as crises do petróleo da década de 1970 [9]. Em 1973, despontou a Guerra do Yom Kippur, entre árabes do Egito e da Síria contra Israel. O apoio de países ocidentais a Israel fez com que os membros árabes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) impusessem embargos e cortassem a produção do petróleo. O impacto foi sentido em todo o mundo com uma elevada alta do preço do produto. Já nos anos 1978 e 1979, a Revolução Iraniana, e em 1980 e 1981, a guerra entre Irã e Iraque, levaram à redução da oferta de petróleo e, mais uma vez, nações do mundo inteiro sentiram as consequências do aumento de seu preço. Diante das ameaças à segurança energética, nos anos seguintes, diversos países mudaram suas condutas em relação à energia. Alguns exigiram maiores níveis de eficiência energética em diversos setores, como é o caso do Japão e da Suécia, outros passaram a aumentar a parcela de produção de energia elétrica por usinas nucleares (França), hidroelétricas (Noruega) e eólicas (Dinamarca) e mais alguns, o Brasil em destaque, investiram fortemente em biocombustíveis. Os Estados Unidos, em 1978, promulgaram o *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) [10]. Este documento foi um marco para a GD e também para as microrredes, pois promovia, pela primeira vez depois das transformações ao longo do século no sistema elétrico mundial, regras que incentivavam e permitiam a geração e a venda de energia elétrica por produtores independentes com pequenas fontes para concessionárias através da conexão aos sistemas de distribuição. Todos estes eventos abriram terreno para a ampliação do uso da GD e, futuramente, das microrredes. Nos anos 1980 e 1990,

as tecnologias de GD e renováveis tiveram desenvolvimento maciço e passaram a ser adotadas em todo o mundo. A Figura 1.1 ilustra a evolução, relativa, da produção de energia elétrica de 1974 até 2018.

Figura 1.1 - Produção percentual de eletricidade por fonte nos países-membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), por fonte, entre os anos 1974 e 2018.



Fonte: Adaptado de [11].

Outra tecnologia que contribuiu em várias frentes para o nascimento das microrredes modernas foram as fontes de alimentação ininterruptas (UPS – *Uninterruptible Power Supply*), sobretudo em suas formas distribuídas [12]. A pesquisa sobre o tema e suas aplicações se deu, principalmente, nos anos 1980 e 1990. Conceitualmente, os sistemas UPS foram os precursores das microrredes por serem dispositivos que aumentavam a confiabilidade ao permitir o fornecimento contínuo de energia elétrica, trabalhando em conexão com a rede elétrica ou separado dela, no caso de falha da mesma. Em termos técnicos, as microrredes adotaram grande parte dos controles desenvolvidos para sistemas UPS, tais como suas topologias e os métodos de paralelismo de inversores, elementos comumente empregados junto às fontes de GD, e de compartilhamento adequado e automático de potências. A ausência ou minimização da comunicação entre conversores é mais uma premissa importada pelas microrredes dos sistemas UPS.

Todo este progresso tecnológico exposto, unido às crescentes preocupações ambientais com as mudanças climáticas e a poluição e ao aumento das exigências sociais em relação ao

acesso à eletricidade, a seu preço, à qualidade da energia e à confiabilidade dos sistemas elétricos, fez com que fosse apenas uma questão de tempo até que surgissem as microrredes modernas. Com efeito, o termo “microrrede” (“*microgrid*”) e seu conceito aplicado aos setores de energia e de eletricidade apareceram pela primeira vez, ao que tudo indica, em um artigo de 1986 [13]. A microrrede no caso era um sistema de energia renovável híbrido formado por turbina eólica, turbina a vapor de ciclo fechado (com cogeração), baterias e um controlador central com funções de controle, monitoramento e gerenciamento. Ela foi construída para fornecer eletricidade a cargas CA e CC na estação terrestre remota INMARSAT na Antártica.

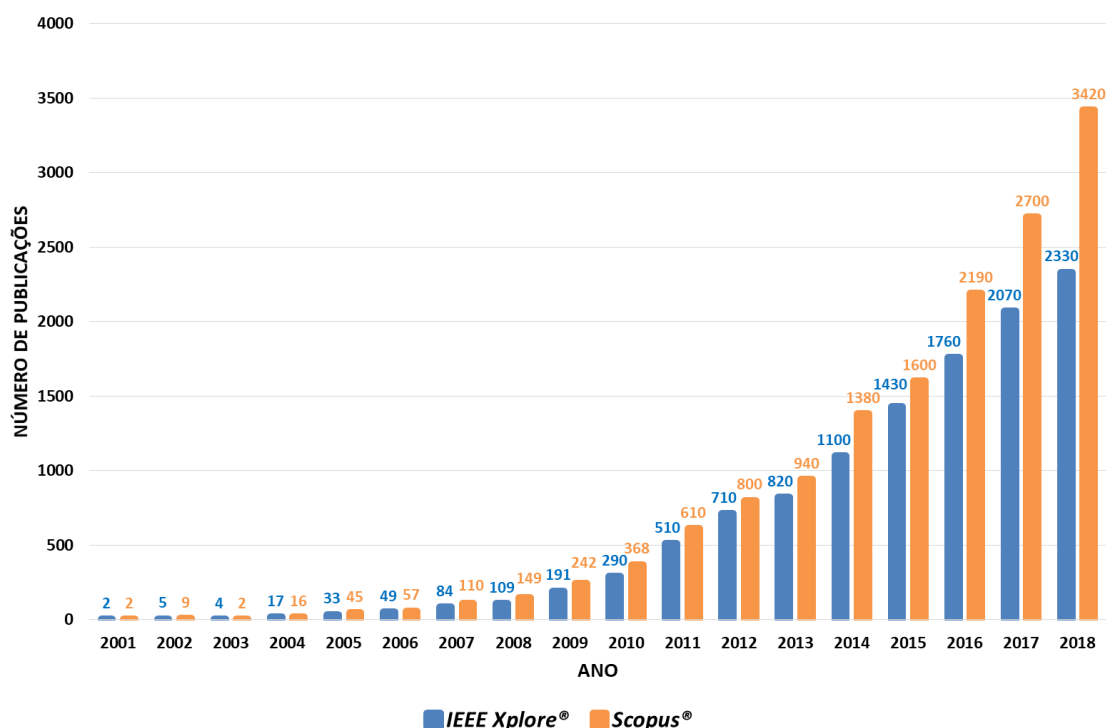
A publicação, apesar de ter trazido à luz o nome e as ideias por trás das microrredes modernas, foi esporádica. Foi tão somente na chegada do século XXI que surgiram os projetos e as publicações que consolidariam de vez o caminho das microrredes atuais. Em especial, por volta do ano 2000, o conceito de microrredes *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS) e os artigos seminais de Lasseter et al. [14], [15] delinearam a pesquisa sobre o tema dali em diante. A microrrede proposta, que já adotava este nome, reunia os avanços tecnológicos aqui discutidos em uma só estrutura. Era um sistema feito para aproveitamento ótimo e integração de múltiplas unidades de GD ligadas a inversores, que operavam em paralelo, com cogeração, usando métodos de controle modernos, similares àqueles dos sistemas UPS, alimentando cargas locais e podendo operar conectada ou não à rede de distribuição e ao sistema elétrico em geral que, por sua vez, veria a microrrede como uma única entidade. A pesquisa e o desenvolvimento das microrredes que vieram em seguida foram bastante influenciadas e baseadas neste projeto e suas ideias.

## 1.2 Pesquisas, Projetos e Desenvolvimento de Microrredes

A pesquisa efetiva sobre as microrredes modernas parece ter se iniciado no ano 2000, não sendo encontradas publicações com o uso do conceito dentro de sistemas de energia e de eletricidade até então, com exceção daquela isolada de 1986 discutida na seção anterior. Apesar da atualidade, seu crescimento foi rápido e amplo. O desenvolvimento de projetos parece estar seguindo a mesma tendência. Com isso, esta seção tem como intuito indicar a direção das microrredes em relação ao mundo teórico da academia e às aplicações no mundo real, principalmente com dados quantitativos e estatísticos a partir do início do século XXI.

Para se ter noção do espaço que a matéria tem ganhado nas pesquisas científicas, foram feitas buscas simples nas bases de dados do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*), o *IEEE Xplore®*, e no *Scopus®*. Pesquisou-se pelo termo “*microgrid*”. No início de março de 2020, foram encontradas cerca de 14.000 publicações na primeira e 14.500 na segunda, no total sem exclusões. Para mostrar o desenvolvimento da pesquisa, foram considerados somente trabalhos relacionados à área de engenharia elétrica, sistemas elétricos de potência, de energia ou similares. Para tanto, foram excluídos revistas, publicações, livros e anais de congressos de outras disciplinas. Entre 2001 e 2010, os números são exatos. A partir de 2010, o número de publicações foi aproximado para baixo, pois parte deles pode ser de arquivos que não são trabalhos, mas sim capas, sumários, etc., ou por serem de outras áreas de estudo. A ideia aqui não é dar valores precisos, mas apenas ilustrar a dimensão da evolução da pesquisa científica sobre microrredes nos últimos anos.

Figura 1.2 - Evolução da pesquisa sobre "microrrede" (“*microgrid*”) nas publicações de engenharia elétrica e afins de 2001 até 2018 nos acervos digitais *IEEE Xplore®* (azul, barras da esquerda) e *Scopus®* (laranja, barras da direita).



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados pesquisados no *IEEE Xplore®* e *Scopus®*.

Os tópicos de interesse nas pesquisas são bastante variados pelas próprias características das microrredes. Além da GD, da eletrônica de potência e do armazenamento de energia, a temática dos métodos de controle para microrredes em modos ilhado e/ou conectado à rede

talvez seja um dos mais populares. Um grande esforço tem sido feito para resolver problemas e propor soluções para microrredes que permitam o paralelismo dos conversores associados às fontes, o compartilhamento adequado de potências ativa e reativa, o aprimoramento da qualidade da energia e a conexão ao sistema elétrico [16]. Proteção, fatores econômicos e técnicas de comunicação para microrredes são assuntos também proeminentes nos artigos científicos [17]. Quanto às técnicas aplicadas às microrredes, existe uma infinidade delas, vindas dos mais diversos campos. Alguns exemplos são sistemas multiagentes, redes neurais artificiais, teoria dos jogos, *blockchain*, entre outros.

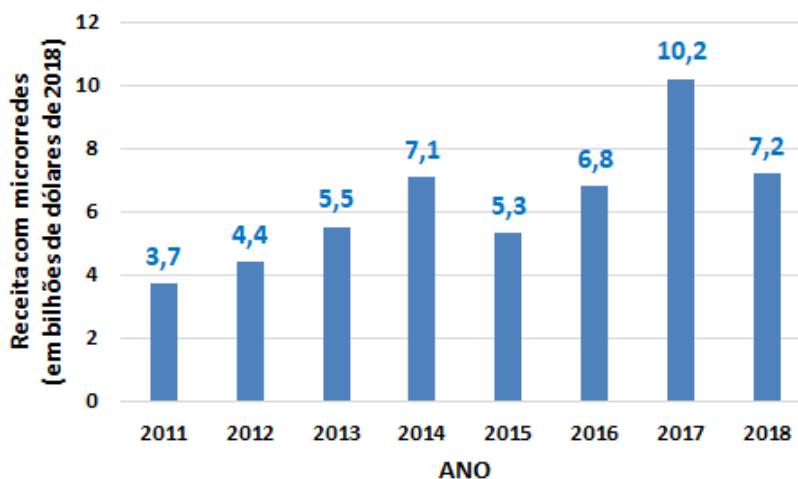
As motivações para se adotar e construir microrredes são inúmeras e é difícil traçar todas elas, pois podem ser de ordem regional, social, cultural, ambiental, econômica e de avanços tecnológicos. Os pretextos para os projetos remotos em áreas sem acesso a uma rede elétrica são mais óbvios. É popularmente conhecida a máxima de que “o sistema elétrico é a maior máquina do mundo”. Então, pode-se imaginar como é extremamente elevado o custo para constituição de um sistema tão complexo como uma rede elétrica tradicional, com suas usinas centralizadas, linhas de distribuição e transmissão, transformadores, etc., além do longo tempo para tanto. Planejar e erigir uma microrrede com suas tecnologias de GD de pequeno porte é mais fácil, exige capital reduzido e transporte e instalação simples dos componentes. Nos casos onde uma rede elétrica convencional já está presente e operando bem, as razões são menos claras. Porém, as vantagens são igualmente numerosas e favorecem a adoção. Para [18], são três as categorias que mais se destacam para esta situação: segurança energética, benefícios econômicos e integração de energia limpa. Na primeira, o tempo severo, as falhas em cascata e os ataques cibernéticos e físicos são algumas das motivações relacionadas, enquanto na segunda podem ser citadas a economia do custo de infraestrutura e de combustíveis, afora o provimento de serviços ancilares. Por fim, na terceira classificação, é preciso maior controle sobre fontes variáveis e intermitentes. Além desses fatores, há uma dependência com todos os outros acima apontados, como é o caso da região. Nos Estados Unidos, por exemplo, confiabilidade e resiliência são pontos de maior importância do que na Europa, onde as preocupações ambientais, como as mudanças climáticas, pesam mais para se usar microrredes.

De tal modo, as microrredes encontram aplicações em setores distintos da sociedade. Elas podem ser empregadas para residências, entre vizinhos em um bairro, em prédios ou em condomínios horizontais, assim como em comunidades rurais. Centros comerciais e indústrias também podem aproveitar destas tecnologias. Prédios públicos, escolas e campi universitários são outros locais favoráveis. Lugares onde o fornecimento de eletricidade é crítico atualmente,

tais como hospitais, bases militares e *data centers*, são terrenos férteis para microrredes. Visando contemplar estas e outras aplicações, diversos testes têm sido feitos e protótipos elaborados ao redor do mundo [18]-[20].

Neste sentido, progride o número de projetos implementados. De acordo com pesquisa recente da Navigant Research [21], até a metade do ano de 2019 havia no mundo 4475 projetos com capacidades de potência instaladas e planejadas de microrredes. Dos 27 GW totais, a região da Ásia Pacífico se sobressai com, aproximadamente, 9,94 GW, seguida pela América do Norte com cerca de 8,88 GW e pelo Oriente Médio e África com um valor próximo de 3,63 GW. Percentualmente, das regiões pesquisadas, Ásia Pacífico detém 37%, América do Norte fica com 33%, seguida pela África e Oriente Médio com 14%, Europa com 11% e América Latina com 5% da capacidade de potência total no mercado global. A Navigant Research ainda divide os projetos nos seguintes segmentos de mercado (com as respectivas parcelas no mesmo período do primeiro semestre de 2019 entre parênteses): Comercial/Industrial (36%), Comunidade (4%), Distribuição/Concessionária (8%), Institucional/Campus (6%), Militar (5%), Remota (41%) e Corrente Contínua (menos de 1%) [22], [23]. Vale destacar que os projetos só são considerados se tiverem uma ou mais fontes renováveis e que são excluídas as microrredes remotas que são formadas apenas por geradores a diesel [18]. Em termos de investimentos [24], pode ser visto na Figura 1.3 que a receita tem aumentado e sido significativa ao longo do tempo, com um pico mundial em 2017 de 10,2 bilhões de dólares.

Figura 1.3 - Receitas globais relacionadas às microrredes entre 2011 e 2018 (em bilhões dólares de 2018).



Fonte: Adaptado de [24].

Nesta seção foi dado um panorama geral sobre o desenvolvimento das microrredes nas duas primeiras décadas do século XXI. Há um vasto empenho por parte de pesquisadores para

tornar factível a implementação delas com o máximo de benefícios. O investimento em projetos também tem crescido em diferentes setores da sociedade. Contudo, resta responder à seguinte questão: O que são, exatamente, as microrredes?

### 1.3 Conceitos de Microrredes

Expostas as origens das microrredes e seu desenvolvimento recente, falta lhes dar uma definição precisa. O que, de fato, faz de um sistema elétrico uma microrrede moderna? Quais propriedades e conceitos determinam e se relacionam com as microrredes?

Antes de mais nada, uma microrrede é uma rede elétrica, mas relativamente menor. Sendo assim, deve incorporar necessariamente em sua estrutura: geração, distribuição e consumo de eletricidade. Ela é, portanto, um aglomerado de cargas e fontes de energia elétrica ligadas entre si localmente [14], [19], [25]-[28]. A partir desta concepção, pode se dizer que uma microrrede deve ter algumas características essenciais. A produção de eletricidade deve ser feita, naturalmente, por geradores de menor porte do que as grandes usinas centralizadas, ou seja, por tecnologias de GD de baixa e média capacidade de potência. Com efeito, como se viu, uma das explicações para o surgimento das microrredes modernas foi justamente a integração da GD. Por motivos similares, a extensão das linhas de distribuição e a distância entre geração e consumo devem ser pequenas. Ao passo que a rede elétrica tradicional se prolonga continuamente, passando de tempos em tempos por expansões para alcançar cada vez mais cargas, as microrredes têm áreas delimitadas e o número de consumidores é limitado em sua região ocupada. Não só isso, as microrredes devem ser dotadas de fronteiras elétricas claramente definidas [29].

A despeito das restrições espaciais das microrredes, elas são ainda mais diversas que as redes elétricas tradicionais, tendo configurações arbitrárias [30]. Desde que esteja longe de ter as grandes dimensões dos sistemas elétricos convencionais, uma microrrede pode ter uma alta variedade de tamanhos. Da mesma forma, é difícil pontuar para elas níveis máximo e mínimo de potência. Quanto à arquitetura, à topologia e à disposição dos equipamentos, os projetistas de microrredes podem desenvolver suas propostas levando em conta condições tão variadas quanto aquelas locais, geográficas, físicas, sociais, políticas, legislativas, econômicas, culturais e ambientais. Em se tratando da tecnologia empregada, dos tipos e da quantidade de fontes, não há ressalvas. Por isso, ao menos no caso destas propriedades, como escreveu Oscar Wilde,

“definir é limitar”. É extremamente difícil delinear-las com exatidão para se elaborar o conceito de microrrede. Como as diversidades de área, de capacidade, de arquitetura e das tecnologias é um grande benefício das microrredes, elas podem não ser especificadas em sua definição geral.

Algo, entretanto, deve ficar claro. Um sistema elétrico formado exclusivamente por uma única fonte de energia elétrica sem acesso à rede, comumente chamado sistema isolado, não pode ser considerado uma microrrede, porque não possui estrutura similar às redes elétricas com distribuição a partir de múltiplos geradores fornecendo energia elétrica para vários consumidores. Além do mais, na maioria dos casos ele não adota as técnicas usadas em microrredes modernas e se diferenciam das microrredes por, algumas vezes, não serem sistemas fixos e permanentes.

Por conseguinte, só podem ser consideradas microrredes os sistemas elétricos que possuam mais de uma unidade de GD. Esta é uma característica altamente relevante. Como quase a totalidade das fontes de GD é acompanhada de eletrônica de potência, são importantes no conceito de microrredes o paralelismo de conversores estáticos, o compartilhamento de potências e a definição de tensões e frequências localmente [16].

Quando uma microrrede não está associada a alguma rede elétrica pré-existente, ela pode ser nomeada microrrede isolada ou remota. Se, por qualquer razão, ela for erigida dentro de um sistema elétrico, ela deve ter como propriedade fundamental a operação em dois modos: ilhado e conectado à rede elétrica. Um sistema é considerado ilhado quando produz internamente referências de tensão e de frequência por seus próprios controles, prescindindo daquelas geradas externamente. No modo conectado à rede (ou paralelo a ela), ocorre o contrário e o sistema trabalha seguindo referências externas, geralmente vindos de uma rede elétrica principal [31]. Esta é uma das maiores diferenças das microrredes em relação ao uso tradicional de GD. As normas [32], [33], por questões operacionais e de segurança, impedem que a GD opere no modo ilhado, o que leva ao emprego das chamadas técnicas de anti-ilhamento e à desconexão da rede e ao desligamento completo da GD. Já nas microrredes, o ilhamento é intencional e a possibilidade de exercê-lo é um imperativo. Uma microrrede remota, obviamente, está permanentemente em modo ilhado. Para a rede elétrica, a microrrede é vista como uma entidade única controlável localmente.

Os elementos até aqui tratados são basilares no conceito de microrredes. Existem, no entanto, outras propriedades que não são necessárias, mas que, se seguidas, aprimoram a operação das microrredes.

Uma é que elas devem ser confiáveis e flexíveis. Para tanto, o ilhamento deve ocorrer sempre que preciso e as cargas devem estar alimentadas na maior parte do tempo. Seus componentes, por sua vez, devem ter, preferencialmente, dois atributos. O primeiro é chamado “Par-a-par” (“*peer-to-peer*”), que indica que não existem elementos críticos para operação da microrrede, todos tendo a mesma importância, e que a falta de qualquer um deles não afeta seu funcionamento geral. O segundo é o de “Ligar-e-usar” (“*plug-and-play*”), que está relacionado à possibilidade de conectar a geração em qualquer ponto do sistema e em qualquer momento, sem se modificar os controles e as proteções gerais da microrrede [34].

Outra condição interessante para as microrredes é que elas fossem inteligentes [35]-[37]. Tal particularidade congrega diferentes fatores. Indica que a microrrede agrega tecnologias inovadoras. Também aponta que ela trabalha com métodos modernos de controle e até mesmo inteligência artificial, podendo detectar rapidamente situações para ilhamento, fazer transferência suave entre modos, sincronizar com a rede, melhorar índices de qualidade da energia, prover serviços ancilares, otimizar processos, ter participações ativas em mercados de eletricidade e reduzir poluição. Tudo feito, primordialmente, de forma automatizada.

No que tange às características exclusivamente elétricas, as microrredes são variadas. Elas podem ser monofásicas ou trifásicas. Se podem ser conectadas a uma rede elétrica principal, esta pode ser de baixa ou média tensão [19]. Elas ainda podem ser CC, CA ou ter parcelas de ambas, ocasião em que são chamadas de híbridas [37].

Nas instalações de uma microrrede é possível que ela seja elaborada para alimentar não só cargas elétricas, mas também térmicas, com técnicas de cogeração (CHP – *Combined Heat-and-Power*) [34]. Pela distância reduzida entre produção e consumo, o calor residual de determinadas unidades de GD podem ser reaproveitadas, seja para aumentar a eficiência do próprio sistema, seja para ser utilizado em outros equipamentos e processos no ambiente da microrrede.

Resumindo, uma microrrede é uma rede elétrica reduzida única (englobando obrigatoriamente produção, transmissão e consumo de eletricidade) e controlada localmente que pode trabalhar nos modos ilhado e conectado à rede principal (caso esta exista em conjunto). Ela deve ser formada por múltiplas unidades de GD de pequeno ou médio porte operando em paralelo para fornecer potência para cargas através de linhas de distribuição em áreas físicas delimitadas e fronteiras elétricas claras. Não há restrições exatas quanto ao tamanho, à localização, à arquitetura, às tecnologias empregadas e às características elétricas,

existindo uma alta diversidade de configurações possíveis de microrredes que dependem de elementos tão distintos quanto geografia do local de instalação, decisões sociais e políticas, fatores econômicos, etc. Ela pode incluir cogeração em sua estrutura. Por fim, é desejável que as microrredes sejam totalmente controláveis, confiáveis, flexíveis e inteligentes.

## 1.4 Componentes de Microrredes

As microrredes são compostas fundamentalmente por unidades de produção de energia elétrica ligadas a conversores e cargas, mas elas podem ter elementos que fazem com que o funcionamento seja aprimorado. Dentre eles, destacam-se o armazenamento de energia, a cogeração e a proteção. Esta seção aborda cada um destes componentes, tratando de suas competências e relevância na operação das microrredes.

### 1.4.1 Geração Distribuída e Microrredes

A geração de eletricidade em uma microrrede é realizada quase que exclusivamente por GD e o desenvolvimento dos dois sistemas está estritamente relacionado. Para alguns autores, uma fonte de GD é definida como a tecnologia de produção de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado da medição do consumidor [38]. A GD ainda pode ser considerada como as fontes de potências inferiores a 10 MW [39]. Especificamente no Brasil, é feita uma distinção entre microgeração distribuída e minigeração distribuída. A primeira é formada pelas unidades de geração de energia elétrica (renováveis e cogeração qualificada) com capacidade inferior a 75 kW conectadas à distribuição, enquanto a segunda se resume às potências de 75 kW até 3 MW para fontes hídricas e até 5 MW para cogeração qualificada e fontes renováveis restantes [40], [41]. A definição empregada no presente trabalho considera que uma fonte de GD é qualquer aparato de geração de energia elétrica que pode ser facilmente instalado em uma grande gama de localizações geográficas e físicas, não importando onde ela está conectada, se na transmissão, na distribuição ou no próprio consumo, e do porte, estando distribuída por toda a rede elétrica ou mesmo isolada [6].

Independentemente da definição tomada, a GD de pequena e média potência se qualifica, claramente, como o artifício principal de produção para as microrredes. Com os

avanços mais recentes, a lista de dispositivos de GD é vasta. Algumas fontes e tecnologias que servem para microrredes podem ser apontadas [42], [43]. Os sistemas fotovoltaicos, que transformam diretamente luz solar em eletricidade, e as turbinas eólicas, que produzem energia elétrica a partir das forças dos ventos, são duas fontes renováveis de GD para microrredes. As células a combustível, que convertem energia química em elétrica continuamente com baixa emissão de gases do efeito estufa e alto rendimento, são aplicáveis. A transformação do movimento das águas dos rios em eletricidade pelas pequenas hidroelétricas é mais um caso. Finalmente, a bioenergia e os pequenos geradores térmicos associados a máquinas recíprocas, turbinas a gás ou combustão e microturbinas são exemplos para serem usados em microrredes.

Além da produção de potência ativa, a GD pode trazer diversos benefícios para qualquer sistema elétrico em que for interligada e, conseqüentemente, para as microrredes. Dentre os vários benefícios potenciais da GD podem ser citados a melhora na qualidade da energia, a regulação da tensão, a redução de perdas nas linhas de distribuição, o suporte à rede, a expansão e os custos evitados do sistema elétrico em geral e a redução do fluxo de potência na transmissão levando a menores chances de instabilidade [44], [45]. Porém, tais resultados positivos adicionais só serão realizados caso a integração da GD seja feita de forma adequada.

Isso ocorre porque, em circunstâncias nas quais a GD é instalada somente para produção de energia sem desenvolvimento de todo seu potencial, ela pode acarretar em novos problemas. A GD pode piorar a regulação da tensão e aumentar as perdas, elevar os níveis de *flicker*, de distorção harmônica e de variações de tensão, modificar o nível de curto-circuito e interferir nos dispositivos de proteção fazendo-os atuar erroneamente [46], [47]. Diante dos benefícios potenciais apresentados, algumas das dificuldades parecem até mesmo paradoxais e conflitantes. Tal fato elucida ainda mais a importância de uma integração correta da GD. Sendo assim, a microrrede surgiu como uma solução inovadora de integração da GD que permite a maximização de seus benefícios e a minimização de seus impactos negativos, além de lhe conceder novas capacidades positivas.

### 1.4.2 Eletrônica de Potência e Microrredes

Os conversores de eletrônica de potência, que reúnem eletrônica, potência e controle para conversão eficiente de energia elétrica, têm um papel capital nas microrredes modernas.

Sem eles, o funcionamento e o controle das microrredes seriam impraticáveis, pois exercem funções imprescindíveis.

A maioria das tecnologias de GD têm como interface algum conversor estático [48], [49]. Sua atribuição primária é adequar a saída da GD para o sistema onde a mesma será conectada. Geralmente, há incompatibilidade de níveis de tensão e de frequência, formas de onda e de corrente entre a produção da tecnologia da GD e as cargas. Para a alimentação correta de eletricidade, os conversores atuam na tensão, na corrente e na potência das fontes para entregá-las na forma adequada. No caso da rede elétrica, normas determinam as condições operacionais em ondas senoidais CA de tensão com limites de amplitude e de frequência. Com esta flexibilidade oriunda dos conversores, abre-se um grande leque de possibilidades de projetos de microrredes que sejam adequadas para as necessidades especiais de cada consumidor, não sendo mais tão rígidos os valores de tensão e de frequência e as condições CA ou CC.

Alguns exemplos ilustram estes fatos. Os sistemas fotovoltaicos produzem potência CC e pode ser vantajoso ou mesmo obrigatório utilizá-los com um conversor CC-CC e/ou um inversor [50]. O primeiro permite controlar a tensão como desejado e a maximização da produção de energia com métodos de rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) [51], enquanto o segundo permite integração a sistemas e microrredes CA e sincronização. Procedimentos e equipamentos similares são aplicáveis às células a combustível [52]. Já as turbinas eólicas mais avançadas podem ter em sua composição um ou mais conversores, que aumentam o controle de velocidade, proporcionam o domínio sobre o fornecimento de reativo e partidas suaves [53]. Mesmo as pequenas hidroelétricas empregam eletrônica de potência, pois são mais suscetíveis a variações bruscas de velocidade d'água do que as grandes usinas hidroelétricas tradicionais e precisam de maior controle sobre a saída [54]. O uso de retificadores e inversores com microturbinas está relacionado principalmente à manutenção da frequência de saída, uma vez que a produção acontece em rotações de 50.000 RPM até 120.000 RPM [55].

Fica claro como é significativa a adoção dos conversores. Os benefícios potenciais da GD, de suma importância para o funcionamento das microrredes, podem ser facilmente executados com a eletrônica de potência. Com efeito, algumas das vantagens dos conversores para GD e para microrredes no geral podem ser listadas, tais como melhora na qualidade da energia com suporte de reativos e controle de harmônicos, aprimoramento na coordenação da

proteção, interoperabilidade entre diferentes fontes de GD e uso de chaves estáticas de interconexão e de transferência rápidas entre microrrede e rede [56].

Particularmente nas microrredes modernas, o controle é feito inteiramente baseado em eletrônica de potência. A operação delas é fundamentada no paralelismo de conversores e no compartilhamento de cargas [57]. Também é atuando nos inversores que se faz a sincronização e a conexão da microrrede a uma rede elétrica principal.

### 1.4.3 Armazenamento de Energia e Microrredes

Muitas vezes, a produção e o consumo de energia elétrica não ocorrem simultaneamente e no mesmo nível. Contudo, a eletricidade é um ente físico que deve ser usado imediatamente à sua produção, não podendo ser diretamente retida. O armazenamento de energia serve, então, para guardar a eletricidade gerada em outra forma de energia, postergando o seu uso. Para isso, existem muitas opções disponíveis no mercado. Algumas delas são: baterias, supercapacitores, *flywheels*, o armazenamento por ar comprimido e por usinas hidroelétricas reversíveis ou de bombeamento [58]. As vantagens técnicas de se usar armazenamento de energia são também bastante numerosas. Suas tecnologias podem dar suporte de tensão e de frequência à microrrede, servir como reserva de prontidão (*spinning reserve*), fazer compensação no desequilíbrio de carga, aperfeiçoar a qualidade da energia e participar no suporte a faltas (*fault ride-through*) [59]. Todas melhoram o desempenho das microrredes, mas há características que são ainda mais interessantes.

Em microrredes ilhadas, especialmente naquelas remotas e compostas por fontes de GD variáveis e intermitentes, tais como energia solar fotovoltaica e eólica, o armazenamento de energia é um ator substancial na operação. Nesta situação, ele aumentará a confiabilidade da microrrede [20]. Ele, por um lado, auxiliará na continuidade do balanço energético quando a produção e o consumo não estiverem em equilíbrio e, por outro, poderá manter a alimentação de cargas sensíveis por determinado tempo quando do fim de combustíveis ou alterações climáticas que parem a geração.

Alguns métodos de controle trabalham corretamente e são estáveis somente se a fonte no qual são aplicados for despachável. Ou seja, a disponibilidade de energia elétrica deve ser contínua e praticamente constante. Com armazenamento de energia adequado, isso pode ser feito ao menos em um intervalo de tempo suficiente para funcionamento normal.

### 1.4.4 Cogeração e Microrredes

A cogeração (CHP), em particular a de pequeno porte, a microcogeração, que recupera o calor exaurido por determinadas fontes de GD, tais como pequenos geradores térmicos, bioenergia e células a combustível, pode ser um item adicional de uma microrrede para aumentar sua eficiência e melhorar as condições de seus integrantes ao proporcionar também fontes de calor [34].

Para tecnologias de GD que passam a integrar cogeração, a eficiência térmica pode saltar de cerca de 40% para, aproximadamente, 70% e até 90%, sendo este caso máximo para grandes instalações. A cogeração é uma consequência da geração de eletricidade e deve ser sempre relacionada a ela no que se refere à quantidade produzida de calor. Há, no entanto, uma correlação próxima entre os consumos de eletricidade e de calor, como ocorre em indústrias e países de climas frios no inverno. Existe, ainda, uma forte dependência da cogeração com a demanda de calor. Em indústrias, por exemplo, a exigência por calor pode ser constante, mas em ambientes residenciais, ela dependerá de condições climáticas, de localização e dos momentos do dia e do ano [43]. Na concepção da microrrede com cogeração, deve-se atentar, portanto, às variações de produção e de consumo de eletricidade e às necessidades térmicas.

Um fator que vale ressaltar aqui é o posicionamento ótimo em microrredes para cogeração. A distribuição de calor é mais complexa e pode ter maiores perdas que a de eletricidade. Por esse motivo, em determinados projetos de microrredes, a proximidade entre unidades de GD com cogeração e os focos de consumo de calor devem ser priorizados em relação à distribuição de energia para cargas elétricas.

### 1.4.5 Cargas e Microrredes

As microrredes deverão alimentar quaisquer tipos de cargas nos modos ilhado ou conectado à rede, buscando manter níveis satisfatórios de qualidade da energia, confiabilidade e estabilidade. As cargas podem ser passivas, tais como unidades ou conjuntos de cargas resistivas, indutivas e capacitivas fixas ou variáveis, motores e dispositivos eletrônicos não-lineares.

Como em qualquer sistema elétrico, geração e carga devem estar em equilíbrio ao mesmo tempo. Diante disso e dentro das novas possibilidades das microrredes, as cargas podem ser classificadas por prioridade de trabalho em sensíveis e não-sensíveis com diferentes planos de controle [28]. As da primeira categoria são, geralmente, aquelas cuja operação é crítica e devem estar continuamente providas de energia elétrica, tais como aparelhos hospitalares, iluminação pública e de emergência, entre outros, enquanto as da segunda podem ser aquelas cujo desligamento não afeta em demasia os membros da microrrede. Tal divisão, entretanto, não é rigorosa. Isso se deve à dinâmica mais versátil da microrrede. As classes podem ser segregadas por projeto ou através de contratos. Sendo assim, pode ser permitida a rejeição de carga (*load shedding*) ou contingenciamento/rejeição parcial de carga (*load curtailment*) com corte completo ou redução do suprimento de cargas não-sensíveis. As microrredes devem preceder as cargas sensíveis.

Estas situações são mais relevantes quando a microrrede está no modo ilhado para se conservar seu balanço energético e sua estabilidade. A produção pode ser insuficiente em determinados casos ou o controle sobre as cargas pode ser feito por questões econômicas e ambientais, diminuindo custos, uso de combustíveis, poluição e emissão de gases do efeito estufa. Quando a microrrede está conectada à rede elétrica, a falta de potência das fontes de GD ali instaladas poderá ser suprida por ela e nenhuma carga precisará ser prejudicada.

Ainda nesse sentido, as cargas das microrredes também poderão ser fomentadas com técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda (DSM – *Demand Side Management*) [17]. Os métodos de DSM permitem que se controle as cargas em tempo real, localmente ou à distância, reduzindo consumo e aumentando eficiência, ou sejam fornecidos incentivos econômicos via preços de energia flutuantes, visando modificações no padrão de consumo. Em qualquer caso, a aplicação de DSM pode vir acompanhada de diferentes abordagens que possam auxiliar seus efeitos, tais como o estímulo ao uso de aparelhos com maior rendimento, mudanças de hábitos dos usuários, educação sobre energia, operação com medidores inteligentes (*smart meters*) e controle direto do carregamento dos dispositivos

#### 1.4.6 Proteção e Microrredes

Os sistemas de proteção para microrredes se diferem substancialmente daqueles normalmente usados nas redes elétricas tradicionais. Como são inúmeras as possibilidades de

projetos de microrredes, também o são suas especificidades [60]. O número e o tipo de unidades de GD e de cargas, além de suas disposições, são bastante variadas e, por si só, já seriam um problema na escolha e na aquisição da proteção para a microrrede. Porém, as dificuldades maiores são decorrentes da operação, do controle e da dinâmica das microrredes.

O primeiro ponto de divergência entre a proteção convencional e a de microrredes está na presença de fluxos bidirecionais de potência advindos do uso das fontes de GD e de suas alterações de produção ao longo do tempo com mudanças de carga e pela própria natureza variável e intermitente de algumas delas. Tais efeitos não existiam anteriormente no sistema elétrico e, assim, seus dispositivos de proteção foram projetados para fluxos unidirecionais e configurações radiais. Por conseguinte, aplicá-los em microrredes poderia causar empecilhos, como separações espúrias da microrrede com a rede, levando a ilhamentos não intencionais, abertura em falso de chaves dos elementos internos da microrrede e problemas de coordenação da proteção [61].

A segunda diferença na proteção da microrrede reside no fato dela poder ter dois modos de operação, o ilhado e o conectado à rede, com transição entre eles, o que transforma inevitavelmente as condições de trabalho dos dispositivos de proteção. No primeiro caso, além dos níveis de tensão e de frequência poderem estar fora do aceitável pelas normas dos sistemas de distribuição, exigindo faixas diferentes de funcionamento dos dispositivos de proteção, o nível de curto-circuito é muito inferior ao que é encontrado comumente na rede elétrica convencional e que se pode esperar no modo conectado à rede. Somado a isso, há a limitação na capacidade de correntes de falta dos conversores que estão presentes na grande maioria de unidades de GD para microrredes. Não sendo projetados para prover correntes altas de curto-circuito, eles poderão produzi-las somente na ordem de 1,5 vezes suas correntes nominais [62]. Relés de sobrecorrente e fusíveis não poderão atuar e ser sensibilizados suficiente e rapidamente para que se faça a proteção necessária. Com isso, novos métodos de proteção devem ser adotados de forma a contornar a dinâmica na magnitude das correntes de falta.

Outro requisito de proteção para a microrrede é a inclusão de dispositivos de proteção em pontos estratégicos, tais como na própria ligação entre microrrede e rede, em cada uma das fontes de GD e em determinadas cargas com relação aos níveis de prioridade. Dessa forma, faltas internas podem ser isoladas e cargas podem ser contingenciadas para continuidade da operação da microrrede com o mínimo de perdas. Ela poderá fazer de maneira segura as transições entre modos de operação, evitando faltas ou perturbações da rede, salvaguardando

esta de seus distúrbios e fazendo ressincronização e reconexão em momento oportuno [60]. Por estas razões, a lógica de proteção deve fazer parte das estratégias de controle da própria microrrede.

Tendo em vista todas essas dificuldades, vários esquemas novos de proteção são propostos especialmente para microrredes [63]. Dentre as possibilidades, tais como proteções centralizadas, baseadas em variáveis, de distância, com multiagente e limitadores de corrente, deve ser destacado o método adaptativo. Pela dinâmica própria da microrrede de mudanças constantes ao longo do tempo e por suas trocas de modos de operação, a resposta da proteção deve ser alterada e funcionar bem para cada situação. A proteção adaptativa cumpre tais requerimentos, apesar do maior custo de implementação.

Igualmente interessante para proteção da microrrede, e mesmo imprescindível para algumas técnicas, é o uso de comunicação entre os equipamentos. Fazendo isso, o sistema pode agir ligeiramente para cada evento. Não obstante, se para esta ou para outra função, a troca de informações, que podem ser primordiais para a operação de determinada microrrede, pode sofrer ameaças de ataques cibernéticos, nascendo daí outros tipos de problemas de proteção que devem ser analisados com cuidado [61].

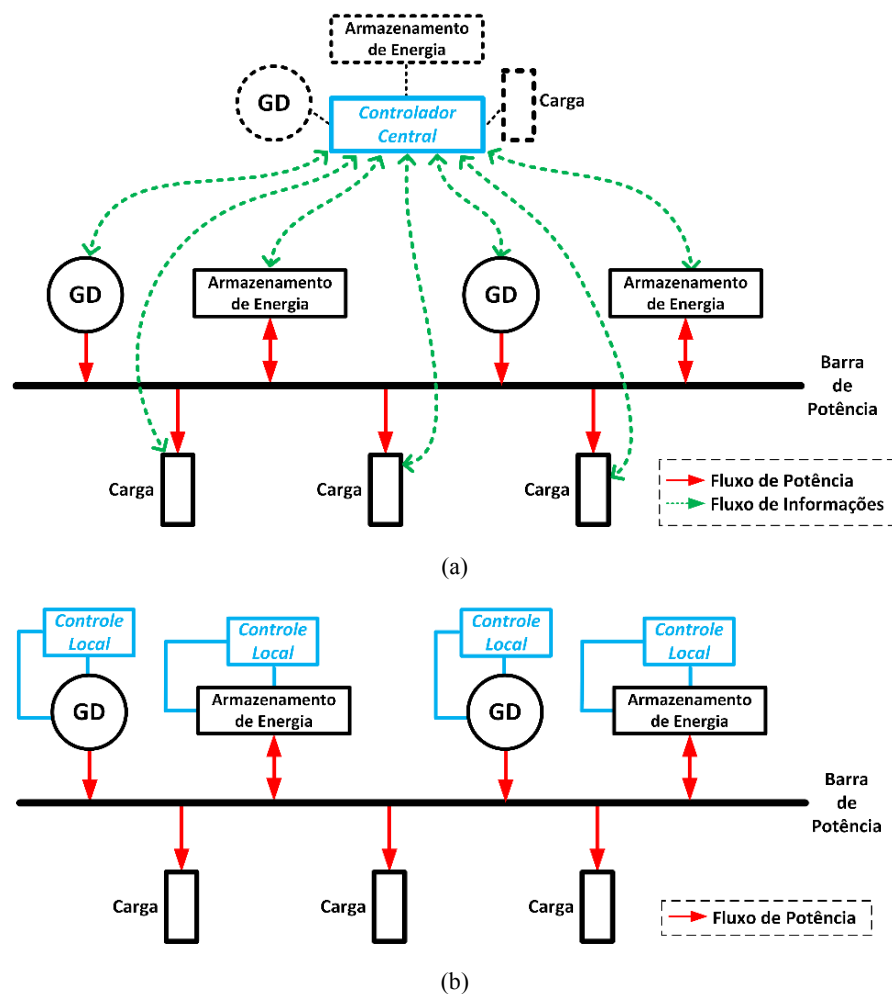
## 1.5 Controles de Microrredes

Apesar de elevar os benefícios para a sociedade e para o meio ambiente, a redução das redes elétricas em microrredes torna o sistema elétrico mais complexo. Em um pequeno espaço é preciso gerenciar a distribuição de potências entre unidades de GD e ligá-las em paralelo, alterar suavemente entre modos ilhado e conectado à rede, trocar informações, tornar o sistema mais eficiente, fazer a proteção adequada, carregar e descarregar armazenamento de energia nos momentos certos, manter o equilíbrio entre produção e consumo, minimizar os impactos ambientais, permitir transações econômicas entre usuários e o mercado de eletricidade, etc. Não bastasse a grande lista de tarefas para serem cumpridas no interior de uma microrrede, todos os processos devem ser automatizados, flexíveis, seguros e confiáveis. Na falta de operadores e especialistas para monitorar e supervisionar constantemente esses vários movimentos em cada uma das microrredes, a grande maioria dos procedimentos são realizados com inteligência artificial por microprocessadores, computadores e sistemas digitais. Por todos esses motivos, o controle é a essência da microrrede moderna.

Ao longo dos anos foram desenvolvidas inúmeras técnicas de controle, mas elas podem ser classificadas basicamente em centralizadas e distribuídas (ou descentralizadas) [30]. No controle totalmente centralizado, a microrrede possui um controlador central que troca dados via comunicação com cada unidade, seja de GD, armazenamento de energia ou carga, faz cálculos e decide como cada uma trabalhará. O controlador central pode ser um dispositivo à parte ou estar associado a algum componente da microrrede. Já nos controles inteiramente distribuídos, os componentes da microrrede se apoiam somente em medições e controles locais, podendo até mesmo em alguns casos trabalhar sem qualquer comunicação. Os limites entre as classificações não são rígidos e podem existir controles que estejam entre as duas, aproveitando mais ou menos dos atributos de cada, o que dependerá apenas de gradação e até mesmo de interpretação. Ou seja, em algumas microrredes que são fortemente comandadas por um controlador central, medições e cálculos locais podem ser interessantes. O mesmo se dá do outro lado, onde um controlador central e comunicação podem ser agregados, mas sem que sejam imprescindíveis na operação. A Figura 1.4 ilustra os dois tipos de controle de microrredes. Em geral, as variáveis de controle em microrredes são tensão, frequência e potências ativa e reativa para o caso CA e tensão e corrente ou potência de saída para o CC.

Alguns exemplos talvez esclareçam melhor as duas categorias de controle. Em [64] é apresentado um sistema de controle central da microrrede que governa todas as ações das unidades de GD e das cargas para definir como será o fluxo de potências interno e com uma rede externa, otimizando e maximizando a produção com participação no mercado de energia através de formulações matemáticas por ele computado. Outro exemplo é dado em [25]. Nele, um controlador central instalado em uma subestação emite pontos de ajustes com perfis de controle e de geração para os componentes da microrrede. Além do mais, um sistema mestre-escravo é aplicado, de tal forma que uma ou mais unidades conversoras mestres forneçam as referências de tensão para as outras sob seu comando. Um modelo de controle completamente distribuído bastante popular é o método de controle *droop* [57]. Em uma microrrede CA ilhada, cada unidade inversora é responsável por medições locais de tensão e de corrente. A partir destes dados, são calculadas as potências ativa e reativa que elas estão produzindo. Tais valores são empregados em equações de *droop*, que relacionam potência ativa com frequência e potência reativa com tensão, e são usadas para definir a onda de tensão gerada pelo respectivo conversor. Assim é feito o compartilhamento adequado de potências e o paralelismo dos inversores, sem qualquer comunicação entre as unidades e com nenhum gerenciador central. Este último controle será mais detalhado nos próximos capítulos.

Figura 1.4 - Estratégias de controle para microrredes: (a) totalmente centralizada; (b) completamente distribuída.



Fonte: Elaborado pelo autor.

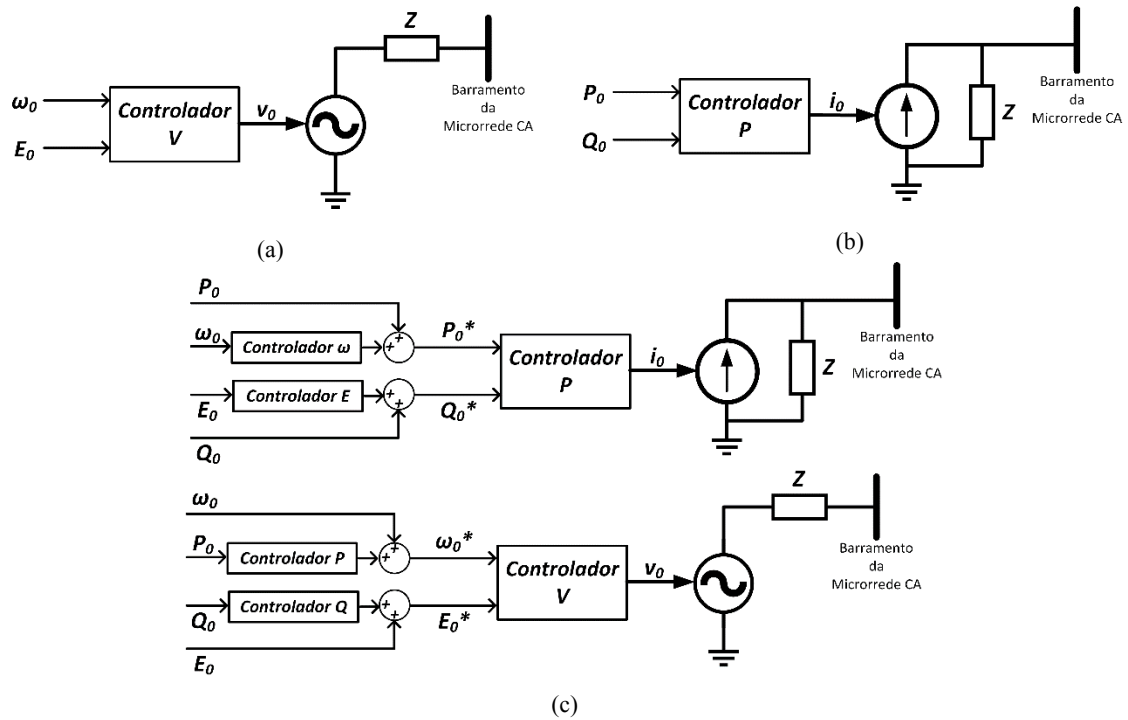
Para superar as dificuldades e limitações inerentes à operação de microrredes CA e CC, foi proposto o controle hierárquico [26]. Nesta abordagem, o controle da microrrede é dividido em níveis sobrepostos. O nível zero compreende as malhas internas de controle de corrente e de tensão dos conversores. É parte inerente aos conversores e, por isso, algumas vezes não é considerado dentro da perspectiva hierárquica. O controle primário determina o controle fundamental da microrrede no modo ilhado, o compartilhamento interno de potências e o paralelismo dos conversores, sendo o método de controle *droop* frequentemente utilizado. O controle secundário opera na restauração dos parâmetros de tensão e de frequência (este último somente no caso CA), corrigindo seus desvios provenientes do controle primário para valores nominais. Por fim, o controle terciário trabalha na sincronização e na conexão da microrrede com a rede elétrica da concessionária e/ou com outras microrredes, além de fazer o controle do fluxo de potência entre elas. Incorpora ainda serviços ancilares, aspectos de qualidade da energia, econômicos e ambientais.

As funções de controle dos conversores em uma microrrede CA, por sua vez, podem ser separadas em três: formadores de rede (*grid-forming*), alimentadores de rede (*grid-feeding*) e suporte de rede (*grid-supporting*) [27], [28]. Os conversores do primeiro tipo (Figura 1.5 (a)) têm como tarefa estabelecer a amplitude da tensão e a frequência da microrrede. São normalmente conectados às fontes de GD despacháveis (células a combustível, pequenas hidroelétricas, microturbinas, etc.) e é graças a eles que se pode fazer a operação em modo ilhado. Eles operam como fonte de tensão ideal. Na segunda função (Figura 1.5 (b)), os conversores usam referências de tensão e de frequência das unidades formadoras de rede para exportar energia para a microrrede. São comumente estabelecidos com tecnologias de GD renováveis, como fotovoltaico e turbinas eólicas, dada a operação variável e intermitente e o controle por meio de sistemas MPPT. Podem ser representados como fontes de corrente ideais. Os conversores com a última das funções (Figura 1.5 (c)) têm suas saídas controladas para manter a magnitude da tensão e a frequência na microrrede próximas de valores nominais fazendo suas regulações. São simbolizados como fontes de tensão ou de corrente.

Para o armazenamento de energia usado em microrredes, os controles são também mais sofisticados que aqueles usados tradicionalmente. Estes dispositivos, tal qual a GD, precisam fazer o compartilhamento de potência sem danos às microrredes e seus componentes. Adicionalmente, porém, suas características específicas de fluxo bidirecional, estado de carga, trabalho direto com fontes renováveis variáveis e intermitentes e possíveis riscos exigem controles especiais que coordenem e mantenham o equilíbrio no balanço energético automática e eficientemente, afetando minimamente a vida útil deles. Para tanto, [65] aponta três estratégias de controle para armazenamento de energia aplicado às microrredes: descentralizada, centralizada e distribuída multiagente. Na primeira, cada unidade trabalha a partir de suas informações coletadas localmente sem qualquer comunicação com as outras. O método de controle *droop* modificado para lidar com estado de carga é uma possibilidade. Diferentemente da sua aplicação em GD, ele não se mostra tão eficaz aqui pelas dificuldades de se acessar determinados dados destes dispositivos. No controle centralizado, um controlador central, por meio da aquisição de estimativas de estado de carga e de potência disponível das unidades de armazenamento de energia, determina o despacho e o recebimento ótimos de energia de cada uma. Esta estratégia pode sofrer com problemas de monitoramento, comunicação e processamento de dados, sobretudo se a microrrede tiver várias unidades de armazenamento de energia de pequeno porte. O terceiro e último método de controle faz dos dispositivos agentes autônomos que se aproveitam de medições locais e de comunicação somente entre vizinhos

para alcançar objetivos gerais. Ele tem um bom desempenho, é robusto e flexível, o que o faz uma forte tendência de uso em microrredes para armazenamento de energia.

Figura 1.5 - Funções de controle dos conversores em microrredes CA: (a) formadores de rede (*grid-forming*); (b) alimentadores de rede (*grid-feeding*); (c) suporte de rede (*grid-supporting*).



Fonte: Adaptado de [27].

Como uma microrrede engloba não somente compartilhamento de potências elétricas, seu funcionamento aprimorado depende de supervisão e gerenciamento. O sistema de controle deve lidar com questões muito abrangentes, como qualidade da energia, serviços ancilares, mercados de energia, otimização de processos e considerações ambientais. Controladores supervisórios e sistemas de gerenciamento de energia são, assim, ferramentas importantes que devem ser adicionadas a qualquer microrrede. Estes controles devem ser multiobjetivos, interdisciplinares e inteligentes [66]. Em termos de estrutura, podem ser centralizados ou distribuídos e um compromisso entre confiabilidade, flexibilidade, custos, segurança e eficiência, determinação de suas vantagens e desvantagens e a situação prevista da microrrede embasam a escolha apropriada dos métodos. Além do mais, diferentes escalas de tempo e incertezas são alguns dos pontos a serem tratados nestes controles. Por isso, técnicas tão variadas como algoritmos genéticos, programações linear e não linear para otimização, sistemas baseados em regras, aprendizado de máquinas (*machine learning*) e sistemas multiagentes têm sido aplicadas para contornar os problemas de supervisão e de gerenciamento de energia em microrredes.

Em um futuro não tão distante, quando o número de microrredes for alto e elas trabalharem juntas em suas vizinhanças, será preciso um controle para a operação de múltiplas microrredes conectadas entre si. Claramente a complexidade será aumentada ainda mais. Elaborar controles para microrredes que coordenem a operação interna com transferências e mercados de energia com outras microrredes, mantendo estabilidade, otimização e confiabilidade, é uma empreitada que precisa de maiores estudos e pesquisas. O presente trabalho não abrange tal controle.

O controle para conexão de uma microrrede com a rede elétrica é outro tema que exige atenção especial. Para que os dois sistemas operem em conjunto, eles devem estar necessariamente sincronizados em amplitude, fase e frequência. As unidades de GD da microrrede terão seus controles condicionados pela rede e obedecerão os limites de suas normas. Só então a chave de interconexão deve ser fechada. Quando estiverem trabalhando em paralelo, o fluxo de potência e outras funcionalidades, desde aquelas de qualidade da energia até econômicas e ambientais, deverão ser estabelecidas entre a microrrede e a rede. Os problemas e suas soluções sobre este assunto são discutidos e analisados minuciosamente no terceiro capítulo.

O foco central deste trabalho é o controle das microrredes e de seus componentes nos seus dois modos de operação. Logo, serão estudados com mais detalhes nos próximos capítulos os controles para o modo ilhado, principalmente o primário, e aqueles para sincronização e conexão da microrrede com uma rede elétrica convencional.

## **1.6 Arquiteturas de Microrredes**

Diante de tudo aquilo que foi exposto até aqui, uma breve discussão pode elucidar as características inovadoras das arquiteturas das microrredes. Os sistemas elétricos tradicionais são extremamente rígidos em termos de estrutura. São formados, sempre nesta ordem vertical, por geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica. A produção de eletricidade é invariavelmente uma usina de enormes proporções e capacidades, trabalhando afastada dos grandes centros de carga para o qual são erigidas. Até pouco tempo, só havia três opções para isso: termoeletricas movidas a carvão, petróleo ou gás natural, hidroelétricas e centrais nucleares. Todas constituídas de máquinas elétricas giratórias de grande porte. A grandeza, o tempo de construção, o capital necessário e os impactos ambientais negativos, como

poluição atmosférica e desmatamento, fizeram da geração um elemento impassível de alterações e incapaz de adequações rápidas. Os sistemas de transmissão e de distribuição, mediados pelos transformadores, também mantiveram praticamente intactos seus componentes e desenhos. O primeiro, com seus cabos quilométricos e torres de sustentação, opera com tensões elevadas ligando geração ao sistema de distribuição que, por sua vez, é passivo e serve apenas para terminar o processo de fornecimento de eletricidade. Tudo isso subordinado ao sistema CA senoidal trifásico.

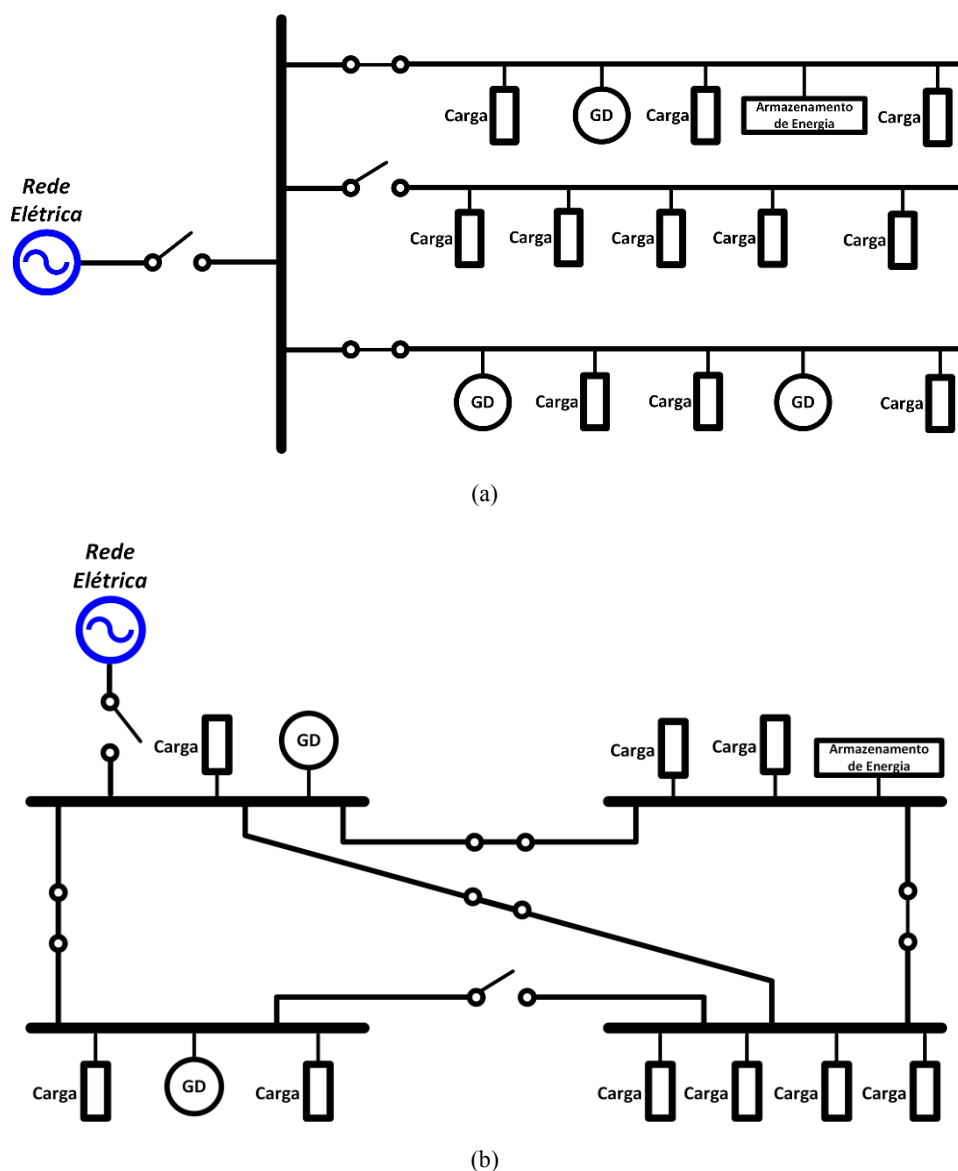
As microrredes, por outro lado, atravessam um caminho completamente inverso. De fato, uma das grandes vantagens das microrredes é sua diversidade em projetos e construção. Para começar, há muitas escolhas de fontes de GD e de dispositivos de armazenamento de energia. Como foi visto, as primeiras podem funcionar pela luz solar, pelos ventos, pelas forças das águas, por hidrogênio e por biomassa. Com diferentes dimensões de unidades de GD, valores variados de potência podem ser estabelecidos. Mais ainda, grande parte é modular e permite múltiplas disposições de fontes. Já as últimas são majoritariamente baterias que existem em tecnologias e tamanhos distintos, podendo ser ligadas em série e em paralelo para se obter múltiplas possibilidades de armazenamento de energia. Claramente, são abertas novas oportunidades de geração pelas microrredes.

O uso recorrente de eletrônica de potência como interface da GD e do armazenamento de energia é outro item que expande a pluralidade das microrredes, mormente no que tange às especificações elétricas. É pelos conversores estáticos que se podem conectar tecnologias de GD com comportamentos completamente distintos e fazer uma operação uniforme e confiável. Também é com eles que se criam microrredes de naturezas elétricas heterogêneas. Como já comentado, as microrredes podem ser CA, CC ou híbridas, monofásicas ou trifásicas e ter níveis de tensão e de frequência diferentes, tanto entre elas, quanto no interior delas. Determinando bem as fronteiras, a eletrônica de potência compatibiliza as diferentes características elétricas dos componentes e oferece diferentes condições de trabalho.

Consequentemente, as microrredes viabilizam ainda diferentes dimensões, estruturas e topologias. As microrredes podem ter tamanhos que vão desde um quarteirão até um bairro. Obviamente não serão grandes o suficiente para caracterizarem uma cidade inteira e perderem sua essência que é ser um sistema elétrico relativamente pequeno, mas é difícil afirmar quais as áreas que elas podem ocupar e quais faixas de potência elas podem abarcar. A infraestrutura da microrrede é igualmente diversa, pois depende do local escolhido para instalação que é, por sua

vez, muito amplo. A rede pode ser aérea ou subterrânea. Quanto aos arranjos das microrredes, elas podem ser radiais ou em malha [67]. É radial (Figura 1.6 (a)) a microrrede na qual todos os alimentadores são conectados entre si através de um único barramento ou nó. Uma microrrede em malha (Figura 1.6 (b)), por outro lado, é aquela em que os alimentadores são ligados por mais de um barramento. De acordo com [36], a vasta maioria da pesquisa em microrredes tem focado na configuração radial. É compreensível tal escolha. Pela complexidade inerente das microrredes, estudos de fluxo de potência, esquemas de proteção e controles distribuídos em estruturas em malha são mais árduos de serem implantados e envolvem maior desenvolvimento matemático laborioso. Soma-se a isso o fato de sistemas radiais serem os mais comuns na distribuição e em instalações rurais.

Figura 1.6 - Exemplos de estruturas de microrredes: (a) radial; (b) em malha.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ainda em dissonância com as redes elétricas tradicionais, as microrredes têm alterações temporárias em sua arquitetura com maior frequência. Deve ser lembrado, primordialmente, a possibilidade de trabalhar em dois modos: ilhado e conectado à rede. No lado da geração e do armazenamento de energia, mudanças ocorrem pela reforma do sistema, sua expansão ou somente para aperfeiçoamento da operação da microrrede em tempo real. Como os dispositivos são, em sua maior parte, modulares, pequenos e do tipo “Ligar-e-usar” (“*plug-and-play*”), é mais fácil e simples reestruturar uma microrrede do que uma rede elétrica convencional. Algo similar pode ser concluído para o lado das cargas, onde se adota técnicas modernas de rejeição de carga (*load shedding*) e DSM, o que modifica constantemente a organização da microrrede.

As consequências de toda essa diversidade é uma arquitetura extremamente versátil de microrredes. Os sistemas elétricos não serão elaborados somente por governos e grandes corporações, de cima para baixo. Ao contrário, é possível que grupos locais tenham maior poder e participação sobre essas escolhas. Com microrredes, os usuários terão geração e distribuição para suas cargas conforme suas necessidades, desejos e condições geográficas, econômicas, culturais, sociais e ambientais. Em centros urbanos, poderão existir microrredes formadas por microturbinas e sistemas fotovoltaicos conectados com redes subterrâneas compartilhadas por vizinhos em um bairro. Em extremos naturais, como desertos e florestas, microrredes poderão ser erigidas aproveitando os recursos disponíveis, como luz solar, mas também tecnologias avançadas de células a combustível e baterias. Em comunidades rurais onde sejam acessíveis rios e biomassa, microrredes altamente sustentáveis podem ser construídas. Ilhas, lugares remotos, regiões onde nunca se teve acesso à eletricidade, etc. Não há barreiras físicas para os favorecidos pelas microrredes. Elas podem ser elaboradas para escolas, condomínios, indústrias, *shopping centers*, edifícios residenciais, centros esportivos, entre outros. Se os barulhos de máquinas giratórias incomodarem os participantes de uma microrrede, outras unidades de GD podem ser selecionadas. Caso se perceba que a GD usada polui, ela pode ser substituída. Se os recursos econômicos não forem suficientes inicialmente, no futuro a microrrede pode ser ampliada com adição de GD ou armazenamento de energia.

Apesar do benefício da diversidade das arquiteturas de microrredes, ela provoca algumas dificuldades. Nessa direção, talvez uma das maiores seja no que concerne à elaboração e à imposição de normas adequadas. O sistema elétrico convencional, por se mostrar bastante inflexível ao longo do tempo, permitiu que fossem criados com facilidade dispositivos e diretrizes que regulamentassem a operação mantendo níveis elevados de qualidade da energia,

confiabilidade e segurança para seus consumidores. Com a pluralidade como cerne das microrredes, o impasse normativo se abrange. Na próxima seção este tema é abordado.

## **1.7 Normas sobre Microrredes**

Como as microrredes modernas são uma tecnologia relativamente nova e pela abundância de opções que se tem de arquiteturas, permanecem muitos obstáculos para se consolidar regras que abalizem e permitam sua operação. Além do mais, várias microrredes deverão trabalhar em condições especiais distintas daquelas do sistema elétrico tradicional. Apesar disso, é imprescindível que regulamentos sejam criados e colocados em prática. Sem eles, pode se tornar perigoso para pessoas, animais, a natureza e aparelhos elétricos o uso de microrredes caso sejam implementadas de maneira inadequada.

Independentemente da microrrede, existem requisitos técnicos mínimos que são universais. O primeiro e incondicional é o da segurança. Os dispositivos de proteção devem ser sensibilizados e atuados rapidamente. É importante se ter um cuidado especial com a geração que agora está mais próxima dos consumidores. Sobrecorrentes e sobretensões precisam ser evitadas por períodos prolongados e poderão ocorrer somente transitoriamente. Se os controles falharem, alternativas operacionais têm de entrar em ação para garantir a continuidade do funcionamento da microrrede ou o seu completo desligamento se necessário. Ainda nesse sentido, a sincronização, a conexão e a desconexão entre uma microrrede e uma rede elétrica externa ou entre microrredes só serão feitas suavemente, sem afetar qualquer um dos sistemas gravemente. Em operação ilhada, níveis mínimos e máximos de tensão, de frequência e de potência devem ser recomendados para que os equipamentos dos membros de uma microrrede não sejam danificados. Manter uma alta confiabilidade é mais um ponto para ser considerado. É também fundamental a elaboração de limites para poluição e outros efeitos negativos no meio ambiente, nos animais e em seres humanos que estão nos perímetros de uma microrrede. Fora isso, as microrredes serão subordinadas às exigências de legislações governamentais em suas diferentes esferas.

Por esses motivos, há, por enquanto, poucas normas, regulamentações, guias e leis em vigor que tratam exclusivamente sobre microrredes e suas particularidades. Elas ou são muito recentes para se falar com minúcia sobre seus efeitos, ou ainda estão em processos de debates e não passaram a valer de fato. Neste trabalho, são apenas citados os principais protocolos e

normas técnicas conhecidos para ampla informação e compreensão do tema, mas nenhuma delas é discutida com muitos detalhes.

O IEEE, uma organização profissional baseada na América do Norte, lançou nos últimos anos algumas normas sobre microrredes. Seguindo a norma IEEE 1547 [32], originalmente de 2003 e atualizada em 2018, no ano de 2011 surgiu a norma IEEE 1547.4 [68] que é um guia para projeto, operação e integração de sistemas de recursos distribuídos (GD e armazenamento de energia) ilhados, nomeados microrredes. A série IEEE 2030 começou a ser publicada no mesmo ano de 2011. Ela é um guia para interoperabilidade de redes elétricas inteligentes (*smart grids*) e inclui três documentos específicos sobre microrredes. O primeiro é o IEEE 2030.7 de 2017 [69] que aborda as especificações dos controles e do sistema de gerenciamento de energia para operação apropriada das microrredes, “independentemente da topologia, configuração ou jurisdição”. O segundo, o IEEE 2030.8 de 2018 [70], delinea recomendações para procedimentos de testes de controles e suas funções em microrredes de acordo com determinados requisitos mínimos. O IEEE 2030.9 de 2019 [71], terceiro e último dos documentos, versa sobre recomendações práticas e fatores para o planejamento e projeto de microrredes, sendo observadas segurança, qualidade da energia, medições, configuração do sistema e avaliações dos esquemas.

A Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC - *International Electrotechnical Commission, Commission Électrotechnique Internationale*) é uma organização internacional que prepara e publica normas internacionais para todas as tecnologias elétricas, eletrônicas e afins. Ela também vem trabalhando com documentos especialmente feitos para microrredes na série IEC 62898. Um deles é o IEC TS 62898-1:2017 [72], um guia para planejamento e especificações de microrredes CA isoladas e não isoladas, sendo estas últimas aquelas que podem trabalhar nos modos ilhado ou conectado à rede. O outro disponível é o IEC TS 62898-2:2018 [73], também um guia sobre microrredes CA, mas que foca na operação e nos controles, tais como os modos de operação e a transferência entre eles, o sistema de gerenciamento de energia e os procedimentos de monitoramento e de comunicação.

Como se vê, dentre as poucas publicações, a maioria serve como base para conduzir projetos, planejamento, controles e especificações de operação de microrredes, e não para impor princípios rigorosos. É claramente uma consequência das dificuldades já enumeradas com a adoção de microrredes. Pairam ainda, devido às situações similares, dúvidas sobre o papel das

microrredes, sua operação e seus controles sobre sua própria qualidade da energia e dos sistemas elétricos nos quais estão interconectadas, além do provimento de serviços ancilares.

## 1.8 Qualidade da Energia, Serviços Ancilares e Microrredes

Qualidade da energia elétrica se refere às características de trabalho de um sistema elétrico qualquer. Ela pode ser entendida como a combinação das qualidades da tensão e da corrente. A primeira se relaciona aos efeitos da tensão de alimentação nas cargas, enquanto a segunda pauta as implicações das correntes das cargas no restante do sistema onde se encontram ligadas. Em ambos os casos, o interesse está na busca pela correção de anomalias daquilo que se define como ideal para o sistema elétrico em questão [74]. Sendo assim, os estudos e esforços feitos na área da qualidade da energia estão em resolver os seus problemas, que consistem nos desvios de tensão, corrente (em magnitude e forma de onda) e frequência que afetem desfavoravelmente equipamentos elétricos. Seus fenômenos principais envolvidos são os transitórios, as distorções harmônicas, as variações de tensão de curta e longa duração (afundamento, elevação e interrupção) e de frequência, os desequilíbrios e as flutuações [75]. Algumas vezes, a qualidade da energia se divide também em qualidades do produto e do serviço. No último, a preocupação está sobre a quantidade, a frequência e o intervalo de tempo de interrupções, isto é, na confiabilidade. Todos os outros distúrbios são de competência da primeira. As microrredes, com suas peculiaridades operacionais, trazem novos desafios no campo da qualidade da energia, sobretudo em se tratando da singularidade dos dois modos de operação, ilhado e conectado à rede. É preciso entender não somente como se dá a qualidade da energia interna de uma microrrede, mas igualmente o impacto, seja ele positivo ou negativo, que ela causa na qualidade da energia de outros sistemas elétricos e microrredes quando interconectada a eles.

No modo conectado à rede, os procedimentos sobre qualidade da energia são similares ao que corriqueiramente se faz com GD e outros dispositivos ligados ao sistema elétrico convencional. Os componentes da microrrede e ela como um todo devem satisfazer as condições e os limites impostos por concessionárias, órgãos reguladores e operadoras através de normas de cada região. Alguns exemplos podem ser dados. No Brasil, pelo fato da microrrede ser ligada ao sistema de distribuição, ela deverá seguir o que é indicado nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)

da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em seu Módulo 8 [76] em termos de qualidades do produto e do serviço. Já na Europa, a norma que dita os principais indicadores de qualidade da energia é a EN 50160 [77]. No modo conectado à rede, uma microrrede instalada neste continente deve, por conseguinte, segui-la. A IEEE 1547-2018 [32], da América do Norte, trata especificamente sobre a interconexão da GD e do armazenamento de energia no sistema elétrico, podendo, por consequência, ser extrapolada como requisito de qualidade da energia para as microrredes.

Isso não quer dizer que as microrredes conectadas à rede não possam trabalhar em regimes especiais. Desde que elas não prejudiquem o funcionamento normal do sistema no qual estão ligadas, será extremamente benéfico que sejam aproveitados seus controles e suas funções para aprimorar a operação geral para além da troca de potência ativa. Uma das formas de fazer isso é através do provimento de serviços ancilares pelas microrredes [62]. Além da potência ativa, a microrrede pode injetar e dar suporte de potência reativa na rede de maneira controlada. Esta é uma grande vantagem, pois permite a regulação da tensão local da distribuição dentro de seus limites de forma suave e rápida, o que pode melhorar o suprimento de energia para os consumidores, reduzir perdas, postergar investimentos, como instalação de banco de capacitores, e maximizar a capacidade de geração de eletricidade útil de usinas de concessionárias. As microrredes podem servir atuando na disponibilidade de reservas de energia para manter o balanço energético quando ocorrerem quaisquer contingências. Elas ainda podem auxiliar no seguimento de carga, nos autorrestabelecimentos (*black-start*) parcial e integral e na estabilidade da rede. Para expandir a participação nos serviços ancilares pelas microrredes, é preciso que sejam criados incentivos econômicos na forma de mercados para venda e compra dos mesmos no lugar do pagamento ou oferecimento de créditos exclusivamente para potência ativa. Podem ser designados contratos entre os donos das microrredes e das redes de distribuição para tanto e o controle pode ser feito automaticamente dependendo das condições do sistema elétrico ou via comandos por operadores externos.

A maior dificuldade das microrredes em relação à qualidade da energia e à confiabilidade se encontra na operação em modo ilhado. São duas as razões. A primeira é que, para este modo, não existem normas para regulamentação precisa e clara com indicadores de desempenho. A segunda, que se soma à primeira, está na enorme pluralidade de arquiteturas de microrredes, como foi previamente discutido. Pelas condições atípicas e por suas particularidades, será complicado elaborar diretrizes que englobem todas as microrredes. No entanto, alguns pontos devem ser considerados universalmente. Por trabalhar em situações

especiais diferentes das do sistema elétrico convencional, os indicadores de desempenho não podem ser tão rígidos como antes. Caso os limites sejam muito rigorosos, pode ser que determinados controles ou manobras de operação não estejam disponíveis na microrrede. Um deles é o já mencionado método de controle *droop*. Seu princípio de funcionamento está justamente nos desvios propositalmente de amplitude de tensão e de frequência em regime permanente, quando não há controle secundário, e transitórios, em qualquer caso, para que se possa fazer o compartilhamento adequado de potências e o paralelismo de conversores. As rejeições e contingenciamentos de carga mais frequentes também alteram o cenário nos quesitos de qualidade da energia. Portanto, por estes e outros procedimentos, é vantajoso alargar os limites para microrredes [78]. Tornar o sistema econômico é outro aspecto a ser levantado na definição dos indicadores. Deve ser ressaltado que as variações internas de carga da microrrede serão mais bruscas em relação à potência total, o que pode levar a maiores oscilações na tensão e na frequência, e que os níveis de curto-circuito são pequenos. A própria possibilidade de operar ilhada traz maior confiabilidade. Porém, para os usuários da microrrede, podem ser desenvolvidos índices internos de confiabilidade e de qualidade do serviço e respectivas penalidades para o modo ilhado dependendo de aplicações e de prioridades de fornecimento [79].

Assim, os indicadores de desempenho de qualidade da energia de uma microrrede poderão ser baseados nas normas convencionais e deverão abraçá-las no modo conectado, mas deverão atender às especificidades de cada uma no modo ilhado. Os limites dependerão das cargas instaladas nas microrredes, mas é essencial que, como em qualquer outra rede elétrica, falhas ocorram minimamente e sejam mantidas a segurança de equipamentos, pessoas e animais, a estabilidade do sistema e o equilíbrio entre geração e consumo.

## 1.9 Redes Elétricas Inteligentes e Microrredes

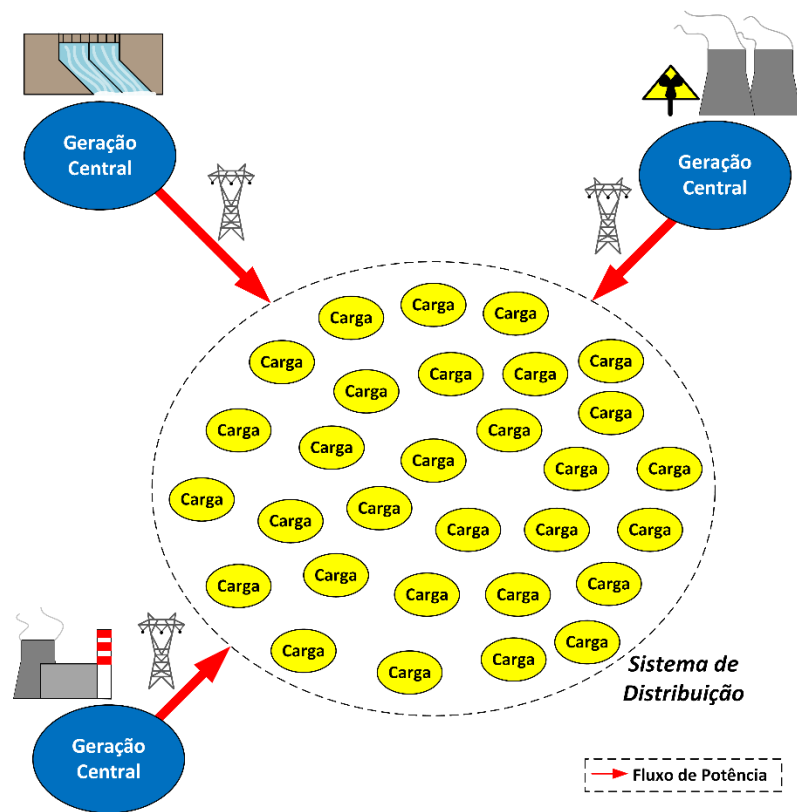
As redes elétricas inteligentes (*smart grids*) são o novo modelo do sistema elétrico. Elas são sua transformação, incorporando uma grande quantidade de tecnologias inovadoras de comunicação, controle, informação e digitalização, além dos dispositivos e dos métodos avançados do setor elétrico. Não só isso. As redes elétricas inteligentes tendem a ser estruturas que carregam inteligência descentralizada com a capacidade de seus componentes resolverem problemas localmente, automaticamente e de forma coordenada com troca de informações entre

eles. Por corrigirem erros e funcionar com pouca supervisão, elas podem ser consideradas sistemas “autorreguláveis” e “autorregenerativos” formados por elementos “Ligar-e-usar” (“*plug-and-play*”), que trabalham a partir da atualização constante de parâmetros e requisitos operacionais [80]. As redes elétricas inteligentes devem ser capazes, por meio de fluxos bidirecionais de eletricidade e dados, de monitorar toda a operação, analisando continuamente geradores e cargas, e de “permitir o equilíbrio quase instantâneo entre oferta e demanda no nível do dispositivo” [81].

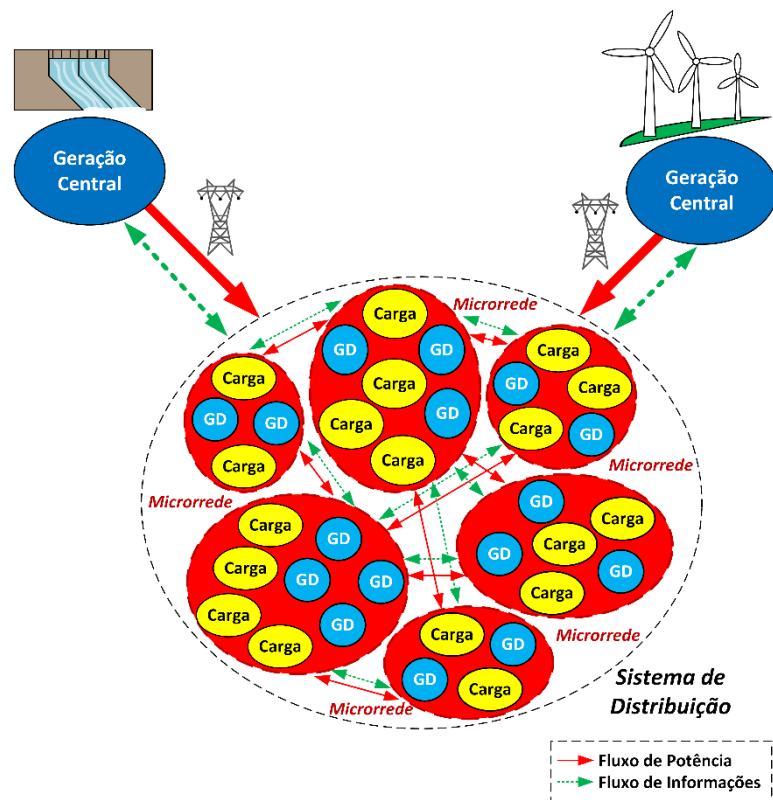
Por tudo que foi discutido neste capítulo e agora apresentado, fica nítida a estreita relação entre as microrredes inteligentes (*smart microgrids*) e as redes elétricas inteligentes. Muito daquilo que está na essência da concepção destas últimas se encontra nos conceitos, nos componentes, nos controles e nas arquiteturas das primeiras. As redes elétricas inteligentes não são um outro sistema elétrico, construído a partir do zero, mas sim uma evolução do existente. As primeiras transformações nesse sentido certamente serão na distribuição, onde se encontram com maior frequência as falhas. Por isso, com o desenvolvimento da tecnologia e sua expansão, as redes elétricas inteligentes tenderão a ser a integração das várias microrredes inteligentes, que serão conectadas por canais de comunicação e com fluxos de potência entre si [82]. Um modo de realizar isso é pela perspectiva hierárquica. Ela pode ser empregada em aglomerados de múltiplas microrredes inteligentes com a devida alteração de escala da hierarquia, ou seja, com o terciário das microrredes trabalhando como um controle primário do aglomerado e assim por diante [26].

Igualmente importante de ressaltar é que a rede de distribuição de energia elétrica foi elaborada como um sistema passivo e deve, com a integração das microrredes e seus elementos, passar a ser um sistema ativo [83]. Em outras palavras, a distribuição foi construída para, a princípio, apenas receber eletricidade produzida externamente. Se se quiser que custos sejam reduzidos e o desempenho geral melhor, deve ser deixada de lado a metodologia de “Instale-e-esqueça” (“*fit-and-forget*”). Seguida essa linha, talvez fosse preciso investir mais para conexão dos novos dispositivos do que na rede tradicional, pois, sem as devidas condições, eles podem piorar a performance em larga escala. Devem ser aproveitados todos os controles e funções das microrredes, fazendo uso de gerenciamento ativo da rede com aprimoramento da qualidade da energia e participação nos serviços ancilares, para que se maximize o trabalho, melhore a operação total, reduza a dependência das grandes fontes convencionais altamente poluidoras e degradantes ao meio ambiente e minimize os custos. A Figura 1.7 mostra estruturas típicas das redes elétricas tradicionais e das inteligentes.

Figura 1.7 - Redes elétricas: (a) tradicional; (b) inteligente.



(a)



(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 1.10 Benefícios, Desafios e Tendências de Microrredes

Neste capítulo foi exposta uma visão geral sobre microrredes. Foram abordados os mais diversos temas que fundamentam as microrredes. A história indica um retorno ao uso de redes de menor porte próximas dos usuários de eletricidade e isso se deve, principalmente, aos avanços técnicos dos últimos anos, mas também a questões sociais, econômicas e ambientais. Desde o começo do terceiro milênio, com expansão e ampla adoção da GD, teve início um forte progresso na pesquisa e no desenvolvimento das microrredes que parece ser bastante promissor e que continua crescendo.

Uma definição de microrredes foi sugerida a partir de uma análise crítica sobre os conceitos que as cercam. Algumas propriedades são imperativas, enquanto outras são maleáveis pela própria multiplicidade das microrredes. Os componentes basilares das microrredes foram explorados minuciosamente, com destaque para suas funções. Mesmo os equipamentos comumente usados nas redes elétricas tradicionais devem ser adaptados para o funcionamento adequado das microrredes. Os diferentes controles foram discutidos. Cada um possui vantagens e desvantagens, porém, há situações em que é imprescindível ter um controle centralizado e outras em que a confiabilidade é muito baixa se não se adotar o distribuído. A perspectiva hierárquica foi sugerida e parece ter grande aceitação no meio acadêmico e científico.

As inumeráveis arquiteturas de microrredes também foi um assunto debatido. A pluralidade de construções é um dos maiores benefícios das microrredes, uma vez que permite o acesso de eletricidade para um número maior de pessoas de maneira sustentável e econômica. Pela variedade, ainda é uma difícil tarefa determinar regras universais de microrredes. As normas já existentes ou em processo de elaboração buscam dar norte para projetos e controles que possam trazer segurança, independentemente das escolhas para as microrredes. O entendimento sobre a qualidade da energia em microrredes é outro ponto complexo. No modo conectado à rede elétrica, não existem muitos impasses e elas deverão seguir o que indicam as normas das redes em que estão ligadas. Poderão auxiliá-las com serviços ancilares contratados. Já no modo ilhado, não existem regulamentações, mas por diversas considerações e circunstâncias exclusivas das microrredes, quando surgirem, invariavelmente serão menos rígidas que as convencionais. Finalmente, pode-se dizer que o futuro do sistema elétrico será inteligente e que sua evolução passará irrevogavelmente pela união de múltiplas microrredes.

Nos próximos capítulos serão estudados em detalhes os controles nos modos de operação ilhado e conectado à rede, respectivamente, para microrredes CA. Os principais métodos usados serão revisados e discutidos e resultados serão apresentados.

## CAPÍTULO II – MICRORREDES ILHADAS

---

Trabalhar em modo ilhado é uma das principais vantagens das microrredes. Para aquelas construídas no interior de uma rede de distribuição, a confiabilidade é aprimorada substancialmente, pois se garante por maior tempo a continuidade no fornecimento de energia elétrica e são evitadas falhas corriqueiras do sistema elétrico. As microrredes remotas, por sua vez, são estabelecidas exclusivamente pela operação ilhada. Elas levam eletricidade a pessoas que talvez nunca tiveram acesso à mesma ou a locais onde não se tem uma rede elétrica ao alcance. É, portanto, fundamental definir e elaborar técnicas de controle que permitam o funcionamento efetivo, robusto e flexível das microrredes ilhadas.

Neste capítulo são apresentados e discutidos alguns dos métodos usados no caso em questão. Seguindo a perspectiva hierárquica, são estudados os controles internos e primário, enquanto que o secundário é apenas comentado. Dentre as possibilidades, o método de controle *droop* é destacado e adotado aqui. Uma microrrede CA monofásica é, então, projetada empregando estes elementos. Ela é a mesma que será analisada no capítulo seguinte, quando se trata e se propõe a conexão da microrrede à rede elétrica. Finalmente, resultados de simulação são expostos e servem para verificação e consolidação dos conceitos de microrredes ilhadas.

### 2.1 Controles para Microrredes Ilhadas

O ponto inicial para se entender a operação em modo ilhado das microrredes é saber quais são seus requisitos específicos. As funções e os requerimentos de seus controles são diferentes daqueles do sistema elétrico tradicional e investigados por vários anos e, por isso, devem ter a devida atenção para a constituição das microrredes ilhadas.

Primeiramente, a microrrede ilhada deve ter referências de tensão e de frequência criadas internamente por suas unidades de geração de energia elétrica. Tais valores direcionam o funcionamento geral e devem estar, prioritariamente, dentro de faixas adequadas para que não aconteçam problemas com as cargas e os dispositivos de proteção ou afetem a qualidade da energia e a segurança da microrrede. Sendo assim, é inevitável a presença de ao menos uma GD formadora de rede (*grid-forming*). Em segundo lugar, sendo composta majoritariamente por tecnologias de GD que são associadas a conversores estáticos, a microrrede deve ser

amparada pelo paralelismo deles. Além de trabalharem em amplitude de tensão, em frequência e em fase de tensão iguais, o compartilhamento de potências deve: ser feito priorizando os requisitos das cargas, impedir a circulação de correntes entre unidades de GD e estar atado proporcionalmente às capacidades de produção e aos efeitos sociais, econômicos e ambientais de cada dispositivo de GD. Adicionalmente, o equilíbrio entre produção e consumo de energia elétrica precisa ser mantido. Sem pessoas aptas a supervisionar a operação da microrrede ilhada todo o tempo, ela deve ter seus controles automatizados. Os princípios de “Par-a-par” (“*peer-to-peer*”) e “Ligar-e-usar” (“*plug-and-play*”) devem ser considerados. Por último, para manter a alta confiabilidade, é preferível que os controles sejam distribuídos com mínima (de baixa banda) ou nenhuma comunicação e que a microrrede possa isolar ou separar partes suas que sofram com faltas internas. São essas as razões que devem embasar os métodos de controle para as microrredes ilhadas. Diferentes propostas foram feitas na literatura para resolver estes impasses e algumas são vistas agora.

As abordagens para modo ilhado podem ser divididas naquelas que não usam o controle *droop* diretamente e as que dependem essencialmente do uso desta técnica de controle [30]. O controle completamente centralizado [64] faz parte do primeiro grupo. Nele, um controlador central define toda a operação da microrrede. Ele envia sinais que impõem exatamente como cada unidade de GD e cada carga devem se comportar de maneira a otimizar o compartilhamento de potências e fazê-las participar no mercado de energia. Os controladores locais, associados às tecnologias de GD e às cargas, servem apenas para controle de tensão e de frequência em condições transitórias e faz isso baseado em suas próprias informações. Claramente, este é um método que depende fortemente de linhas de comunicação rápidas. Além de reduzir drasticamente a confiabilidade, pois qualquer falha na transmissão de informações pode ser grave para o sistema, as ações são mais lentas e podem não ser inteiramente automatizadas. Algumas vezes, o que é considerado pelo controlador central pode não corresponder ao que se passa nas unidades locais por atrasos ou erros. Na entrada de novos dispositivos, o controle central deve ser atualizado e reestruturado. Outra dificuldade é que uma grande perturbação no controlador central pode colapsar toda a microrrede.

Um segundo exemplo da primeira categoria é o controle baseado na técnica “mestre-escravo” [25]. Neste controle, os inversores podem trabalhar de duas formas. Em uma delas, ele atua como uma fonte de tensão (VSI – *Voltage Source Inverter*) alimentando a microrrede com valores pré-definidos de tensão e de frequência. Na outra, chamada controle PQ, o inversor deve suprir potências ativas e reativas particulares. A operação em modo ilhado pode ser, então,

do tipo mestre-escravo único, pelo qual somente uma unidade mestre trabalha em VSI provendo referências de tensão e de frequência para todas as outras que são de controle PQ. Um controlador central pode estabelecer os perfis de trabalho locais. O outro esquema é o de multimestre-escravo, em que coexistem várias unidades mestres em VSI na microrrede e podem ser incluídas mais unidades de controle PQ. Outra vez, um controlador central pode definir parâmetros de operação. Este sistema é mais aprimorado que o primeiro em termos de confiabilidade. Porém, continua existindo dependência de comunicação, mesmo que reduzida, e ao menos um elemento é crucial para todo o funcionamento da microrrede. Qualquer problema em uma das unidades mestres compromete todo o sistema, podendo levá-lo à instabilidade, a distúrbios de qualidade da energia ou mesmo ao seu desligamento total.

Mais um caso da primeira classificação é o dos “sincronversores” (“*synchronverters*”) [84]. O que é proposto é que os inversores (componentes físicos, filtro e controles) imitem fielmente o comportamento de geradores síncronos. Todo o equacionamento dinâmico é idêntico, mas é baseado na potência trocada no barramento CC do inversor e não na mecânica e na fonte primária. A conexão à rede e o paralelismo dos “sincronversores” serão como os dos geradores síncronos. Da mesma forma, o sistema é extremamente complexo e incorpora no desenvolvimento de seu controle, além de correntes e tensões medidas localmente, ângulos, torques, inércias, indutâncias mútuas e velocidade angular virtuais, que servem como variáveis de trabalho. Relações indireta de frequência e potência ativa e direta de tensão e potência reativa são geradas após se processar toda a modelagem matemática dos “sincronversores” para regulação do dispositivo. Além da estrutura complicada não-linear, que pode ser dispendiosa para os sistemas digitais onde é empregada, os “sincronversores” podem sofrer de instabilidade por operar subexcitado e ter oscilações em torno da frequência síncrona.

Como se vê, as propostas que independem do método de controle *droop* não satisfazem completamente as necessidades primordiais da operação do modo ilhado de uma microrrede. Esta técnica e suas versões modificadas, por sua vez, são simples, consolidadas e prescindem de linhas de comunicação. Se bem aplicada, atende a todos os requisitos enumerados e traz consigo outros benefícios. Ela foi a escolhida para se analisar neste trabalho e será explorada com mais detalhes adiante.

Apesar de ser superior em certo sentido às outras técnicas, o método de controle *droop* provoca desvios de tensão e de frequência na microrrede ilhada para que se obtenha o correto compartilhamento de potências e o paralelismo adequado dos conversores. Para contornar este

problema, é utilizado o controle secundário na estrutura hierárquica [85]. Este controle tem como princípios a restauração de valores de tensão e de frequência e a correção de seus erros para que a microrrede opere sob condições nominais. Ele também pode agir para melhorar a distribuição de potências e elevar os níveis de qualidade da energia da microrrede. Assim como o primário, o secundário pode ser centralizado ou distribuído, mas, diferentemente do primeiro, a comunicação é um imperativo. Ainda tentando alcançar as condições mais vantajosas para a microrrede ilhada e manter uma alta confiabilidade, o que tem sido proposto é minimizar as linhas de comunicação dos controles secundários de tensão e de frequência, fazendo uso de técnicas da teoria dos grafos e de consenso [86], [87]. O controle secundário não faz parte do escopo da presente pesquisa. Uma revisão extensa sobre as várias propostas de controle secundário com vantagens e desvantagens pode ser vista em [88].

Em seguida, são vistos os métodos adotados para o modo ilhado de uma microrrede CA neste trabalho: controles internos via Proporcional-Ressonante e controle primário por método de controle *droop*.

## 2.2 Controles Internos da Microrrede Ilhada

Os controles internos ou de nível zero são inerentes à eletrônica de potência que é interface com as tecnologias de GD. Ou seja, existem independentemente dos outros controles da microrrede e são necessários para a operação correta destes componentes. Geralmente, são usadas malhas de corrente e de tensão para regulação interna das unidades de GD e seus conversores. Alguns de seus objetivos finais são manter a estabilidade, suportar os distúrbios externos de tensão (*ride-through voltage disturbances*), fazer controle da tensão do barramento CC e garantir alta qualidade da potência entregue. Para uma GD variável e intermitente, como energia solar fotovoltaica e energia eólica, é papel dos controles internos extrair máxima potência com técnicas de MPPT. A compensação de harmônicas é mais um atributo destes controles. Para conexão à rede, a sincronização é outra função básica aqui [89].

Nas classificações expostas anteriormente de conversores CA formadores de rede (*grid-forming*), que se comportam como fonte de tensão e são também chamados de unidades com modo de controle de tensão (VCM – *Voltage Control Mode*), e alimentadores de rede (*grid-feeding*), com comportamento de fonte de corrente e nomeadas unidades com modo de controle de corrente (CCM – *Current Control Mode*), os controles internos são, normalmente,

estruturados da seguinte maneira. Os primeiros são formados por duas malhas cascadeadas, uma de corrente interna e uma de tensão externa, regulando suas respectivas variáveis a partir de sinais de erro gerados e referências dadas. Novamente, vale ressaltar que são os conversores com estes controles que possibilitam a operação em modo ilhado da microrrede, pois definem suas tensões e frequências de trabalho. Os últimos, por sua vez, têm malhas mais internas rápidas de corrente e outras externas para determinar o balanço de fluxo de potência, via barramento CC, além de malhas de sincronização [27]. São estes os controles mais adequados para as fontes em que se busca não a criação de valores de tensão e de frequência a serem seguidos, mas sim a produção máxima de potência por meio da sincronização com outros geradores que realizam tais tarefas.

As estruturas dos controladores internos podem ser divididas em relação aos sistemas de coordenadas de referências adotados [90]. No referencial síncrono, no qual se faz uma transformada dos sinais CA para sinais  $dq$ , que fundamentalmente tornam as variáveis de controle em valores CC, é comum ser escolhido o controlador Proporcional-Integral (PI) para regulação. Para o referencial estacionário ( $\alpha\beta$ ), como se tem sinais senoidais, geralmente se aplica o controlador Proporcional-Ressonante (P+Res). Em sistemas trifásicos, no referencial natural ( $abc$ ) é disposto um controlador individual por corrente de cada fase que pode ser PI, P+Res, Histerese ou *Deadbeat*, com preferência por estes dois últimos controladores não-lineares.

Por muito tempo se usou o controlador PI para conversores que integram microrredes CA. Todavia, apesar de sua simplicidade e consolidação, os trabalhos e projetos se voltaram para o controlador P+Res [91]. Os controladores PI eliminam erros de regime permanente somente de sinais CC, porém não conseguem fazer o mesmo se forem utilizados em referencial estacionário. O controlador P+Res, que serve tanto para sistemas monofásicos quanto para trifásicos, anula erros em regime permanente de variáveis senoidais dando ganho infinito ou muito alto na frequência de ressonância (não-nula, nominal da microrrede CA). Pode-se dizer que existe, assim, uma equivalência entre o controlador PI em referencial síncrono e o controlador P+Res em referencial estacionário. Este ainda supera aquele com menor processamento, maior rejeição de distúrbios e baixa sensibilidade a ruídos.

Há duas formas de se implementar o controlador P+Res [92], [93]. Uma delas é pelo chamado controlador P+Res Ideal. Ele gera um ganho infinito unicamente na frequência CA ( $\omega_{of}$ ) e tem função de transferência em sistemas monofásicos dada por:

$$G_{P+Res_i}(s) = K_p + \frac{2K_i s}{s^2 + \omega_{of}^2} \quad (2.1)$$

onde  $K_p$ , o ganho proporcional, é projetado como em um PI, determinando a dinâmica do sistema e a resposta transitória, e  $K_i$ , a constante de ressonância, pode ser ajustada para atuar na magnitude vertical do controlador com poucas alterações na largura de banda.

A outra forma é pelo controlador P+Res Não-Ideal. O ganho para a frequência CA, diferentemente de antes, é finito, mas suficientemente alto para corrigir o erro em regime permanente. O benefício agora é que se pode alterar a largura de banda, abrangendo não apenas uma frequência fixa, mas também pequenas variações em sua vizinhança, minimizando sua sensibilidade. Este é um fator importante e uma grande vantagem para microrredes CA, uma vez que são sistemas mais propícios a estes desvios, como já se apontou. A largura de banda é determinada através da frequência de corte  $\omega_c$ . Seu valor pode estar entre 5 e 15 rad/s, fornecendo um bom compromisso entre seletividade, sensibilidade e velocidade [92]. A função de transferência do controlador P+Res Não-Ideal em sistemas monofásicos é:

$$G_{P+Res_{ni}}(s) = K_p + \frac{2K_i \omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_{of}^2} \quad (2.2)$$

Em [94], de modo a auxiliar o projeto do controlador P+Res, testes foram efetuados e respostas em frequência analisadas variando-se os parâmetros  $K_p$ ,  $K_i$  e  $\omega_c$ . Dois deles são feitos constantes e o terceiro é alterado para observação no caso Não-Ideal. Como era de se esperar, mudanças em  $K_i$  pouco afetam a largura de banda, tendo maior influência na magnitude do ganho do controlador. Aumentos no seu valor incrementam o ganho. Para variações de  $\omega_c$ , há efeitos na magnitude e na fase do controlador. Para  $K_p$ , a relação com a fase é inversa e com a magnitude é positiva, mas com valor de pico na frequência ressonante. Sendo bem escolhido, ele melhora o rastreamento da referência senoidal e aumenta a rejeição de distúrbios.

O controlador P+Res ainda pode ter mais uma função interessante. Ele pode fazer compensação harmônica [92]. Para isso, sua função de transferência é modificada e podem ser cascadeados compensadores em paralelo para cada ordem harmônica que se deseja, bastando ajustá-los na frequência ressonante requerida. A função de transferência dos compensadores harmônicos Ideal e Não-Ideal para ordens harmônicas  $h$  e ganhos ressonantes individuais  $K_{ih}$  são dados, respectivamente, por:

$$G_{Hi}(s) = \sum_h \frac{2K_{ih}s}{s^2 + (h\omega_{of})^2} \quad (2.3)$$

$$G_{Hni}(s) = \sum_h \frac{2K_{ih}\omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + (h\omega_{of})^2} \quad (2.4)$$

Uma microrrede CA pode se aproveitar, portanto, dos controladores P+Res dos conversores como compensadores de qualidade da energia para reduzir a distorção harmônica no modo ilhado. Ela também pode fazer o mesmo para a rede na qual está conectada. Dependendo da situação, inversores dedicados podem ser aplicados.

Em conversores formadores de rede (*grid-forming*) para microrredes CA as malhas de tensão externa e de corrente interna podem ser ambas formadas por controladores P+Res. Pelas vantagens e suas características próprias, esta foi a escolha feita para os controles internos da microrrede em foco neste trabalho.

## 2.3 Controle Primário da Microrrede Ilhada: Método de Controle *Droop*

O método de controle *droop*, constituindo o controle primário de uma microrrede, realiza o compartilhamento de potências pelos conversores interligados a suas tecnologias de GD e permite o paralelismo deles, definindo referências de tensão e de frequência para o modo ilhado. Firmou-se, ao longo dos anos, pelo histórico de uso em sistemas UPS distribuídos, como uma ótima alternativa para cumprir tais finalidades, sendo, hoje em dia, amplamente aceito para aplicações em microrredes.

A ideia por trás desta técnica é emular, através da eletrônica de potência, o comportamento de geradores síncronos isolados em paralelo de uma maneira simples. Para que o sistema se mantenha estável e não exista conflito no controle da frequência pelas máquinas, que deve ser igual para todas as unidades, o compartilhamento entre elas das variações positivas de cargas deve ser correspondido por uma pequena queda em suas velocidades. Em outras palavras, para que o paralelismo dos alternadores não ocorra de forma incorreta ou instável, a função que relaciona a frequência com a potência ativa deve ter uma inclinação ligeiramente negativa (daí o nome pelo qual o método de controle é conhecido, “*droop*” em inglês). Reguladores permitem deslocar esta curva na vertical, modificando a referência de frequência. Já a inclinação, nomeado coeficiente de *droop*, depende dos atributos de cada máquina. É ela quem indica que potências ativas distintas devem ser produzidas de acordo com as respectivas

capacidades dos alternadores automaticamente para mesma frequência. Algo similar é feito para a tensão, que é relacionada também por uma curva de *droop*, mas em função da potência reativa [95].

Por meio dos controles dos inversores, as características *droop* de potência ativa e frequência  $P \times \omega$  e de potência reativa e tensão  $Q \times E$  são, então, implementadas para compartilhamento de cargas e paralelismo das unidades [57], [96]-[99]. As curvas que as representam são ilustradas na Figura 2.1 e o diagrama completo do conversor com controles internos e primário pode ser visto na Figura 2.2. As equações que regem a operação do método de controle *droop* em cada inversor são dadas por:

$$\omega = \omega_0 - k_p(P - P_0) \quad (2.5)$$

$$E = E_0 - k_q(Q - Q_0) \quad (2.6)$$

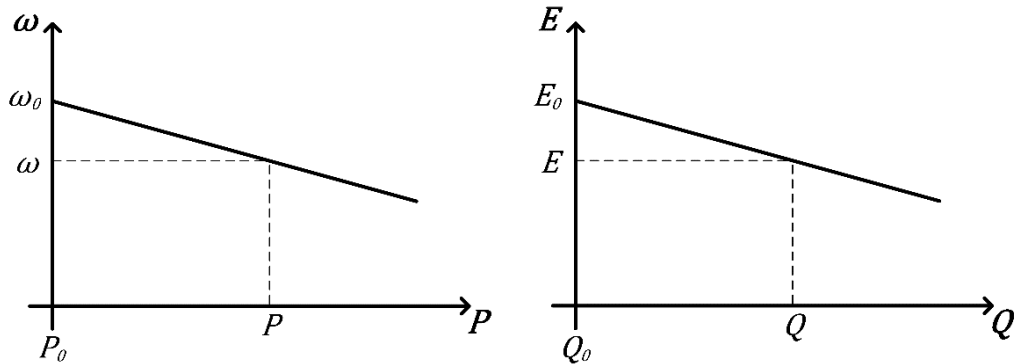
A amplitude de tensão  $E$  e a frequência  $\omega$  obtidas pelas equações (2.5) e (2.6) são usadas para gerar um sinal senoidal que, por sua vez, é aplicado nos controles internos para originar o chaveamento do inversor, normalmente feito por técnica de modulação por largura de pulso (PWM - *Pulse Width Modulation*) senoidal. Com isso, são criadas referências de tensão e de frequência a serem seguidas dentro da microrrede CA, o que possibilita sua operação em modo ilhado e que seus conversores trabalhem compartilhando as cargas com paralelismo adequado.

As referências de tensão  $E_0$  e de frequência  $\omega_0$  são equivalentes aos valores nominais de trabalho da microrrede que se busca. No modo ilhado, elas são constantes e escolhidas como aquelas adotadas por concessionárias e em normas de qualidade da energia. Feito isso, as referências produzidas satisfarão boa parte das cargas comumente encontradas no mercado e usadas pelos consumidores.

As potências ativa e reativa de referência ou equilíbrio, respectivamente,  $P_0$  e  $Q_0$ , estão relacionadas aos valores nominais  $E_0$  e  $\omega_0$ . Isso implica que, se a produção do inversor é igual a estas potências, os sinais de saída de tensão e de frequência serão estes últimos. Alguns autores optam por fazê-los nulos, o que leva à tensão e à frequência nominais quando não há carga [98]. Não obstante, é interessante defini-los pela máxima capacidade das unidades ou, ao menos, por números que denotem quanto será gerado em grande parte do tempo por estes conversores. Isso garante que a correspondência entre produção e consumo na microrrede levem a menores desvios nos níveis nominais de referência no modo ilhado. Como será visto adiante, este é um

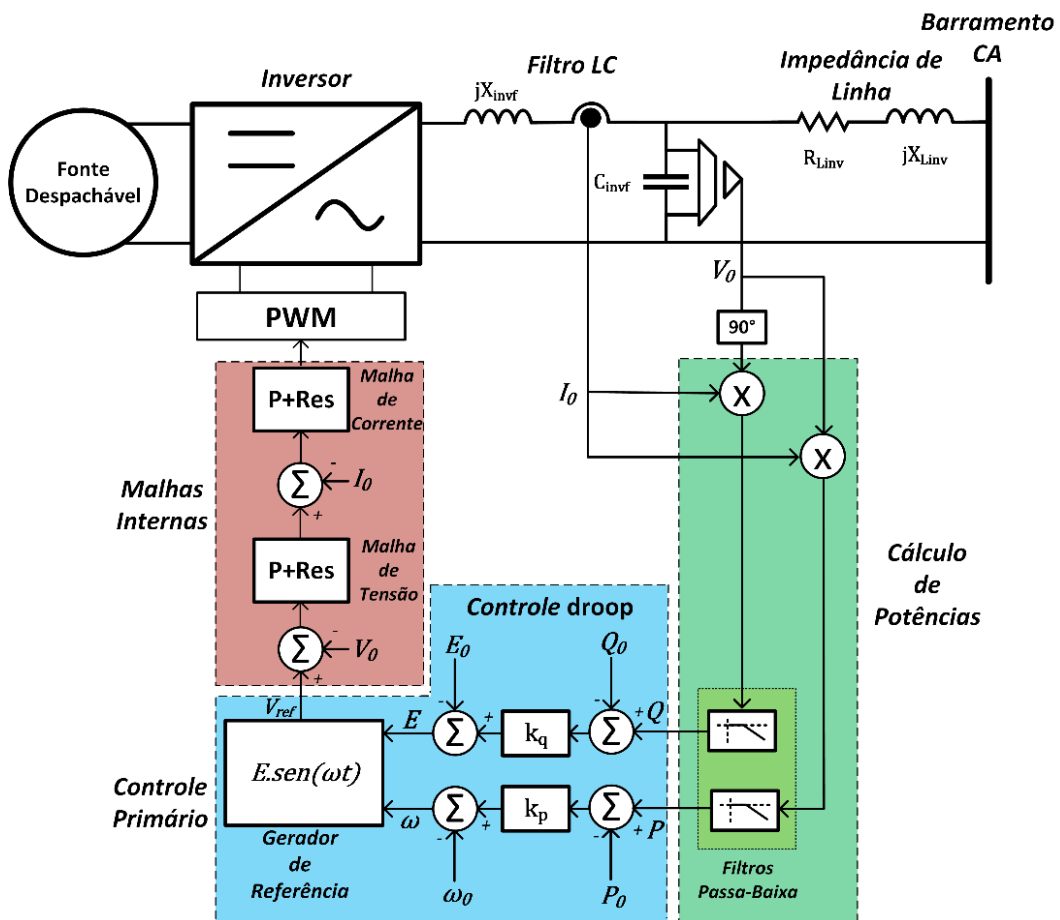
fator importante para o modo conectado à rede elétrica e é primordial estipular bem as referências de potência.

Figura 2.1 - Curvas características *droop* de potência ativa e frequência ( $P \times \omega$ ) e de potência reativa e tensão ( $Q \times E$ ).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.2 - Diagrama de controles internos e primário (método de controle *droop*) de uma unidade de GD e inversor para microrrede CA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As potências  $P$  e  $Q$  são aquelas produzidas pelo próprio inversor no qual se aplica o método de controle *droop* e são calculadas internamente a partir de medições locais somente, enquanto o restante das variáveis das equações de *droop* são constantes ou dadas no modo ilhado. É por esta razão que se pode ter compartilhamento de potências e paralelismo sem qualquer comunicação. Os dados medidos são a tensão e a corrente de saída dos conversores. Para se encontrar a potência ativa, estes dois sinais instantâneos são multiplicados. A potência reativa também resulta do produto destes elementos, mas com a tensão em quadratura. Contudo, o que se aplica nas equações são os valores médios  $P$  e  $Q$  obtidos por filtro passa-baixa para cada potência instantânea  $p$  e  $q$ , conforme equações (2.7) e (2.8). Quase sempre, a frequência de corte  $\omega_f$  é escolhida para ser de um décimo da frequência nominal da microrrede. Este é um compromisso entre maiores velocidade e oscilação, se alto, e lentidão e menor amortecimento, se baixo. Quer dizer, o filtro está relacionado diretamente com a dinâmica do sistema [88].

$$P = \frac{\omega_f}{s + \omega_f} p \quad (2.7)$$

$$Q = \frac{\omega_f}{s + \omega_f} q \quad (2.8)$$

Os coeficientes de *droop*  $k_p$  e  $k_q$  estabelecem a inclinação das curvas características *droop*. Eles fazem a correspondência entre as variações de frequência e de tensão, respectivamente, com as de potências ativa (2.9) e reativa (2.10). Como se quer desvios mínimos, os coeficientes devem ser pequenos. Mais ainda, quanto maiores, menor o amortecimento [57]. Assim, sua ordem de grandeza é selecionado habitualmente em torno do décimo de milésimo.

$$-k_p = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (2.9)$$

$$-k_q = \frac{\Delta E}{\Delta Q} \quad (2.10)$$

No paralelismo entre unidades inversoras, os coeficientes de *droop* ainda têm o papel de definir quanto cada uma deve compartilhar de potência. Eles serão diferentes e em proporção às capacidades dos conversores caso estes não sejam iguais. Uma forma de se escolher os coeficientes para  $n$  inversores em uma microrrede é através das potências ativa  $P_i$  e reativa  $Q_i$  de cada  $i$ -ésima unidade, que devem respeitar [96]:

$$k_{p1}P_1 = k_{p2}P_2 = \dots = k_{pn}P_n \quad (2.11)$$

$$k_{q1}Q_1 = k_{q2}Q_2 = \dots = k_{qn}Q_n \quad (2.12)$$

com potências totais da microrrede sendo:

$$P_t = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (2.13)$$

$$Q_t = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n \quad (2.14)$$

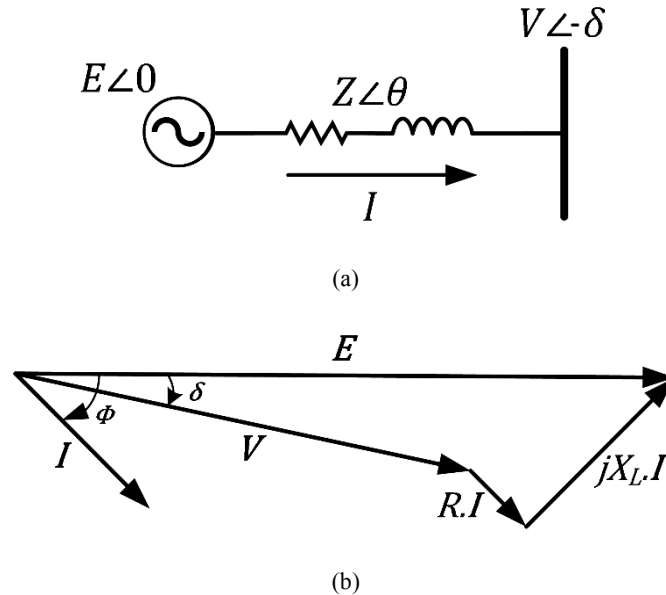
Outra é mediante potências aparentes individuais  $S_i$  [97]:

$$k_{p1}S_1 = k_{p2}S_2 = \dots = k_{pn}S_n \quad (2.11)$$

$$k_{q1}S_1 = k_{q2}S_2 = \dots = k_{qn}S_n \quad (2.12)$$

Um item de extrema relevância para a operação e a estabilidade da microrrede com emprego do método de controle *droop* é a característica de impedância da linha de saída dos inversores [99]. A Figura 2.3 (a) mostra o circuito equivalente simplificado de um conversor conectado a um barramento CA via impedância de linha  $Z = R + jX_L$ , enquanto a Figura 2.3 (b) ilustra o diagrama fasorial deste sistema.

Figura 2.3 - Conversor conectado a um barramento CA: (a) circuito equivalente; (b) diagrama fasorial.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A potência aparente que flui do inversor para o barramento CA é:

$$S = P + jQ \quad (2.13)$$

sendo que as potências ativa  $P$  e reativa  $Q$  entregues são dadas por [100]:

$$P = \frac{E}{R^2 + X_L^2} [R(E - V \cos \delta) + X_L V \sin \delta] \quad (2.14)$$

$$Q = \frac{E}{R^2 + X_L^2} [-RV \sin \delta + X_L(E - V \cos \delta)] \quad (2.15)$$

onde  $E$  e  $V$  são as tensões, respectivamente, do conversor e do barramento e  $\delta$  é o ângulo de potência ou da diferença de fase entre as duas tensões. Como se vê, não há o desacoplamento necessário para que funcione o método de controle *droop* entre potência ativa e tensão e potência reativa e ângulo de fase (frequência). As relações de *droop*  $P \times \omega$  (2.5) e  $Q \times E$  (2.6) só serão válidas para os inversores se suas linhas forem predominantemente indutivas, isto é,  $X_L \gg R$  [101]. Com efeito, se essa primeira premissa for verdadeira, então os termos que acompanham a resistência podem ser desprezados nas equações (2.14) e (2.15) e se tem:

$$P = \frac{EV}{X_L} \sin \delta \quad (2.16)$$

$$Q = \frac{EV}{X_L} \cos \delta - \frac{V^2}{X_L} \quad (2.17)$$

Se também for assumido que o ângulo de potência é pequeno, podem ser feitas as aproximações  $\sin \delta \approx \delta$  e  $\cos \delta \approx 1$ , as quais, nas equações (2.16) e (2.17), resultam em:

$$P \approx \frac{EV}{X_L} \delta \quad (2.18)$$

$$Q \approx \frac{V}{X_L} (E - V) \quad (2.19)$$

Reorganizando e isolando o ângulo de potência  $\delta$  e a diferença de tensão  $E - V$ , as equações (2.18) e (2.19) se tornam:

$$\delta \approx \left( \frac{X_L}{EV} \right) P \quad (2.18)$$

$$E - V \approx \left( \frac{X_L}{E} \right) \cdot Q \quad (2.19)$$

Afinal, chegou-se a relações diretas lineares entre ângulo de potência e potência ativa e diferença de tensão e potência reativa. Ora, o controle da frequência está associado ao de fase. Logo se conclui que, se as linhas forem indutivas, a frequência pode ser regulada pela potência ativa e a tensão pela potência reativa de forma independente. Dadas essas condições, os princípios e as equações de *droop* (2.5) e (2.6) podem ser adotadas pelos conversores e o funcionamento será conforme esperado pelo método de controle *droop* convencional. Se a

situação for distinta, com linhas resistivas ou quando os efeitos resistivos e indutivos são próximos, não se pode mais ter estes controles. No primeiro caso, as expressões podem até mesmo se relacionar como  $P \times E$  e  $Q \times \omega$  e com inclinação positiva para este último [99].

Não só isso, o valor da indutância é um componente crítico na dinâmica do método de controle *droop* convencional, podendo levar o sistema à instabilidade se for pequeno [57]. Para superar essa adversidade, uma indutância complementar pode ser adicionada à saída do conversor ou pode ser aproveitada para formação de um filtro LCL [102]. Portanto, para garantir operação correta com estabilidade, as linhas da microrrede CA devem ser obrigatoriamente indutivas.

Para se projetar os elementos do método de controle *droop*, análise de pequenos sinais foi utilizada por [12], [57] e [103]. Os resultados são excelentes indicativos de como podem ser escolhidos cada um destes valores examinados até aqui. Mudanças dos coeficientes de *droop*, se forem baixos, não impactam a estabilidade, mas, se aumentados, podem acelerar a resposta ao mesmo tempo em que a passa de amortecida para oscilatória subamortecida. Ter indutância pequena, como acabou de se apontar, pode decorrer em instabilidade. As frequências de corte dos filtros de medição de potência ditam a velocidade da distribuição de potências e a intensidade das oscilações. Não há qualquer influência de variações de carga na dinâmica. Apesar destas sugestões servirem como base para concepções, cada microrrede precisa de um estudo específico. Isso justifica uma definição dos parâmetros que preserve as condições necessárias de trabalho com exatidão. Por estes motivos, é considerado válido e importante a aplicação de simulações computacionais como ferramenta de análise e projeto de microrredes.

Um outro fator capital para o método de controle *droop* é que a fonte de GD que está acoplada ao inversor que o adota seja despachável. Não será adequado trabalhar com esta técnica de controle se as tecnologias forem intermitentes e variáveis. Se param de produzir potência, fica claro que não servirão para prover referências para a microrrede, podendo mesmo causar instabilidade no sistema. Caso tenham geração que se altera muito em pouco tempo, pelas equações de *droop* (2.5) e (2.6) se vê que as referências de tensão e de frequência terão fortes mudanças, o que reflete em distúrbios de qualidade da energia e problemas de estabilidade. Além do mais, essa essência de produção, que é própria de energia solar fotovoltaica e energia eólica, por exemplo, será melhor aproveitada quando técnicas de MPPT são aplicadas para produção máxima de potência. Outro ponto crucial é que não se garante o balanço energético entre produção e consumo na microrrede ilhada caso se dependa apenas das

fontes com estas características. Elas são naturalmente unidades alimentadoras de rede (*grid-feeding*) e poderão funcionar concomitantemente com tecnologias que empregam o método de controle *droop* em uma microrrede, mas não para sustentar totalmente sua operação.

Pode ser depreendido do que foi discutido sobre o método de controle *droop* que ele tem grande respaldo como meio para permitir uma operação correta, confiável, estável e com boa qualidade da energia das microrredes em modo ilhado dentro de suas exigências. São várias as vantagens que sobrepõem suas características fundamentais de paralelismo de inversores e criação de referências internas de tensão e de frequência. É uma técnica que pode trabalhar sem qualquer tipo de comunicação e com automatização do compartilhamento de potências, que pode ser proporcional às capacidades das unidades. Ele é bastante simples se comparado com outros controles primários, tanto no que se refere à estrutura, quanto à implementação. Pelos avanços tecnológicos mais recentes, ele pode ser facilmente executado em processadores digitais de sinais (DSP – *Digital Signal Processors*), por exemplo. Além disso, pela falta de complexidade, sua resposta é robusta. Seu funcionamento possibilita que a microrrede seja flexível, se adaptando às entradas e saídas de conversores e variações de carga, cumprindo bem as noções de “Par-a-par” (“*peer-to-peer*”) e “Ligar-e-usar” (“*plug-and-play*”).

As poucas desvantagens do método são reduzidas ou por modificações suas ou por controles adicionais que aperfeiçoam seu desempenho [16]. O controle secundário, já tratado, restaura a frequência [85] e a tensão [86], [87] de seus desvios para valores nominais. No entanto, como foi ponderado, um bom projeto dos elementos das equações de *droop* faz com que os desvios sejam assaz pequenos para estar dentro de faixas que asseguram boa qualidade da energia na microrrede ilhada e distribuição de potências apropriada.

Como é mandatário que as linhas sejam indutivas, uma consequência do método de controle *droop* convencional é o aumento de custos e de perdas com a adição de um indutor em linhas de característica resistiva. Para se evitar esta dependência física, foi proposta, ainda implementada dentro do controle primário, a impedância virtual [104]. Seja  $v_o^* = \text{sen}(\omega t)$  a tensão gerada pelo método de controle *droop*, a impedância virtual  $Z_D(s)$  define uma queda de tensão com a corrente de saída  $i_o$  para emular a sua correspondente física produzindo uma tensão de referência para controle dada por:

$$v_{ref} = v_o^* - Z_D(s)i_o \quad (2.20)$$

Esta malha de controle de impedância virtual pode ser de efeito indutivo, resistivo ou ter parcela de ambos. O primeiro supre as necessidades do método de controle *droop* convencional e o segundo auxilia com amortecimento do sistema. Ela pode ser implementada de diferentes maneiras. No caso trifásico, como se pode ter facilmente sinais em quadratura, sua execução é direta. Já para sistemas monofásicos, a situação é mais complicada, porque para gerar o comportamento indutivo são envolvidas derivadas, o que pode causar interferências e dificuldades no controle. Alternativas como uso de filtro passa-alta substituindo os termos diferenciais é uma opção. A impedância virtual ainda é capaz de fazer partida suave (*soft-start*) para algumas fontes e compartilhar correntes harmônicas.

De fato, a questão dos componentes harmônicos e das cargas não-lineares não é abrangido pelo método de controle *droop* convencional. O trabalho [105] propõe uma modificação com um terceiro controle *droop*, agora para compartilhamento das correntes distorcidas. Ele relaciona potência distorcida  $D$ , calculada conforme (2.21), onde  $S$ ,  $P$  e  $Q$  são potências aparente, ativa e reativa, com uma componente de frequência distorcida  $\omega_d$ . Para se obter tal característica, sinais de alta frequência devem ser injetados na microrrede com variações na largura de banda da tensão. É uma solução interessante. Entretanto, existe uma falta de precisão neste controle, dependendo fortemente em medições exatas, sem contar que pode reduzir a qualidade da energia pela injeção de sinais e afetar a estabilidade.

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (2.21)$$

Para aprimorar a dinâmica do sistema, foi proposto um método de controle *droop* adaptativo [106]. Uma característica transitória *droop* é adicionada às equações de *droop* convencionais (2.5) e (2.6), cujos ganhos  $k_{pd}$  e  $k_{qd}$  são adaptativos e controláveis, fornecendo amortecimento ativo. As novas equações resultantes são:

$$\omega = \omega_0 - k_p(P - P_0) - k_{pd} \frac{dP}{dt} \quad (2.22)$$

$$E = E_0 - k_q(Q - Q_0) - k_{qd} \frac{dQ}{dt} \quad (2.23)$$

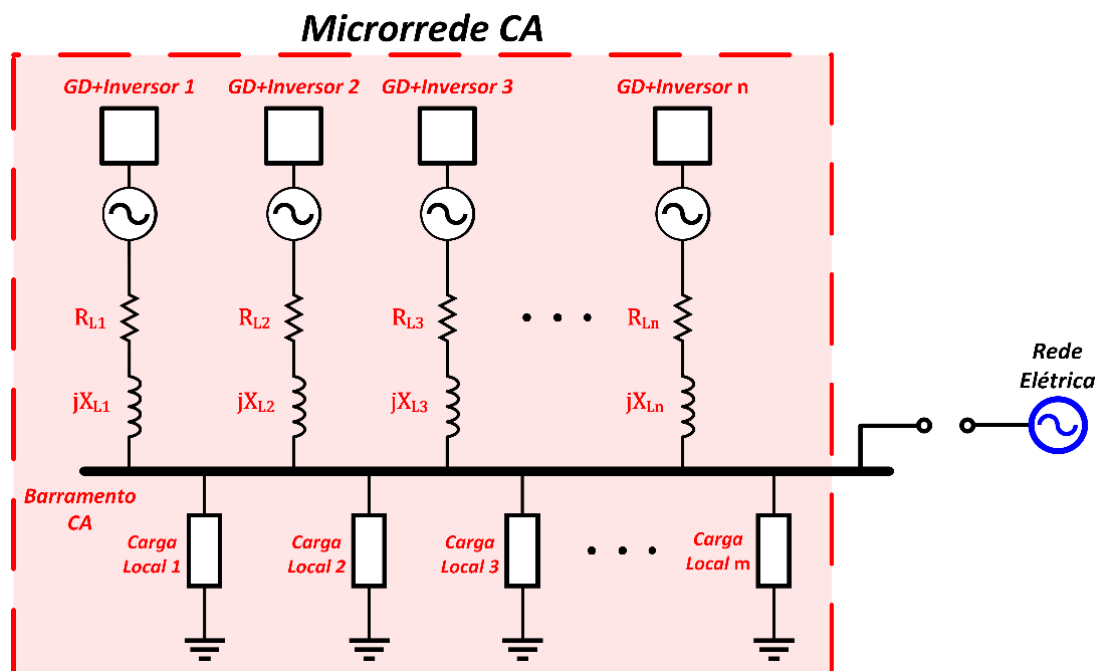
Neste trabalho, por sua simplicidade, suas diversas vantagens e benefícios apontados, por preencher suficientemente os principais requisitos de controle primário, pela consolidação de seu emprego em microrredes, principalmente CA, e por estar diretamente relacionado ao controle proposto de conexão da microrrede à rede elétrica, o método de controle *droop* convencional é o controle primário adotado e estudado.

## 2.4 Descrição e Projeto de uma Microrrede CA Monofásica

Para verificar os conceitos de microrredes vistos até aqui, simulações computacionais foram feitas e alguns resultados são apresentados. Nesta seção, o projeto é delineado. A microrrede elaborada é a mesma analisada tanto no modo ilhado, quanto no modo conectado à rede, assunto que se refere ao capítulo seguinte. Com isso, os efeitos do sistema para cada operação são passíveis de comparação. As explicações sobre os componentes e controles são, assim, válidos para os dois modos. As diferenças estão nos controles e na inserção de uma rede elétrica, fatores que serão detalhados em momento oportuno.

A microrrede é CA monofásica. Ela é de baixa tensão, com valor eficaz de  $127\text{ V}$  (valor de pico de, aproximadamente,  $180\text{ V}$ ) e frequência de  $60\text{ Hz}$ . Estes são os valores “nominais” da microrrede. Por tudo aquilo que já foi discutido, ela não trabalhará nestes níveis no modo ilhado, mas deve estar na maior parte do tempo em torno deles para conservar bons índices de qualidade da energia e não afetar os equipamentos dos consumidores. A microrrede é radial, com unidades de GD associadas a inversores com impedâncias de linha em série ligados a cargas via barramento CA. A Figura 2.4 mostra o diagrama genérico de uma microrrede como esta para  $n$  conversores e  $m$  cargas em modo ilhado.

Figura 2.4 - Diagrama genérico de uma microrrede CA ilhada com  $n$  inversores e  $m$  cargas conectados através de um barramento CA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No caso específico, a microrrede é composta por três inversores idênticos com suas respectivas fontes de GD. Fazê-los todos iguais é uma prática comum para avaliações iniciais. A capacidade de cada um é de  $P = 5 \text{ kW}$  e  $Q = 3 \text{ kVAr}$  ou  $S = 5830 \text{ kVA}$  de magnitude de potência aparente. No total, portanto, a produção máxima da microrrede pode chegar a  $15 \text{ kW}$  de potência ativa e  $9 \text{ kVAr}$  de potência reativa. Todas as tecnologias de GD são consideradas despacháveis. Cada conversor é simulado como uma fonte de tensão ideal, ou seja, eles reproduzem instantânea e fielmente a tensão de referência gerada pelos controles internos e primário. De acordo com [12], [107], tal suposição é aceitável e podem ser ignorados os efeitos e perdas de chaveamento, dos filtros e da estrutura física de potência propriamente dita dos inversores. Essa hipótese ainda proporciona redução do peso computacional da simulação que pode ser grande pela complexidade das malhas de controle e pela quantidade de elementos da microrrede. Além do mais, o foco de estudo fica nos controles da microrrede apenas.

A única distinção existente entre os conversores é a impedância série de linha. Para se ter maior aproximação com a realidade, elas foram definidas baseadas em dados de cabos de linhas de baixa tensão da Norma de Distribuição 2.7 da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) [108]. Aqueles aplicados nestas situações são os multiplexados de alumínio isolados por XLPE. Existem diferentes cabos que podem ser usados, mas o escolhido foi o de construção de  $3 \times 1 \times 120 + 70 \text{ mm}^2$ . Seus valores de reatância e resistência por quilômetro são, respectivamente, de  $X_L = 0,0896 \Omega/\text{km}$  e  $R = 0,3414 \Omega/\text{km}$ . O primeiro inversor tem uma linha de 500 metros, o segundo de 300 metros e o terceiro de 200 metros. Para atender os requisitos de funcionamento e estabilidade do método de controle *droop*, foram adicionados a todas as unidades indutores em série de saída de  $2 \text{ mH}$ . Na simulação, isso é prontamente realizado sem custos adicionais e sem perdas substanciais e são evitadas as dificuldades inerentes da malha de impedância virtual em sistemas monofásicos. Na prática, todavia, elas talvez sejam mais interessantes. As características das linhas são resumidas na Tabela 2.1. Fica visível a necessidade de se inserir indutâncias para se ter  $X_L \gg R$ .

As cargas são de diferentes naturezas e potências. Elas são dos tipos R, L e RL e não há cargas não-lineares no sistema. Para demonstração da atuação dos controles, podem sofrer variações. As cargas também são dotadas de prioridades, podendo fazer rejeição de cargas não-sensíveis de acordo com aquilo que é firmado por contrato ou por restrições operacionais, visando aprimorar o balanço energético e as condições de trabalho das unidades de GD e seus conversores na microrrede ilhada. Para tanto, chaves possibilitam conexão e desconexão das

mesmas nas ocasiões previstas de projeto. Normalmente, elas são descritas e ilustradas pelo equivalente total.

Tabela 2.1– Características das linhas dos conversores da microrrede.

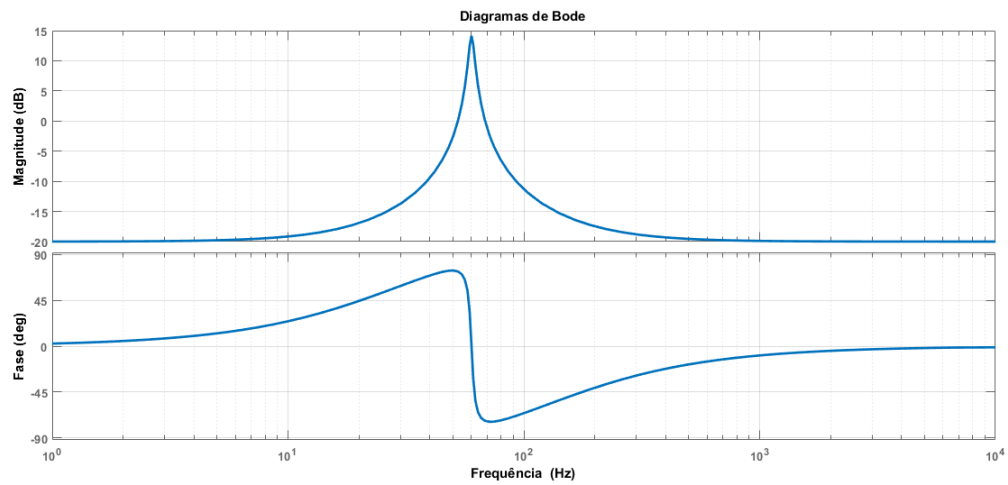
Conversor	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3
<b>Construção do Cabo</b>	$3 \times 1 \times 120 + 70 \text{ mm}^2$	$3 \times 1 \times 120 + 70 \text{ mm}^2$	$3 \times 1 \times 120 + 70 \text{ mm}^2$
<b>Reatância por Distância</b>	$0,0896 \, \Omega/\text{km}$	$0,0896 \, \Omega/\text{km}$	$0,0896 \, \Omega/\text{km}$
<b>Resistência por Distância</b>	$0,3414 \, \Omega/\text{km}$	$0,3414 \, \Omega/\text{km}$	$0,3414 \, \Omega/\text{km}$
<b>Comprimento da Linha</b>	500 m	300 m	200 m
<b>Indutância de Linha</b>	0,1189 mH	0,0713 mH	0,0475 mH
<b>Resistência de Linha</b>	0,1707 $\Omega$	0,1024 $\Omega$	0,0683 $\Omega$
<b>Indutância Física Adicional de Saída</b>	2 mH	2 mH	2 mH
<b>Indutância Total da Linha</b>	2,1189 mH	2,0713 mH	2,0475 mH

Fonte: Elaborado pelo autor.

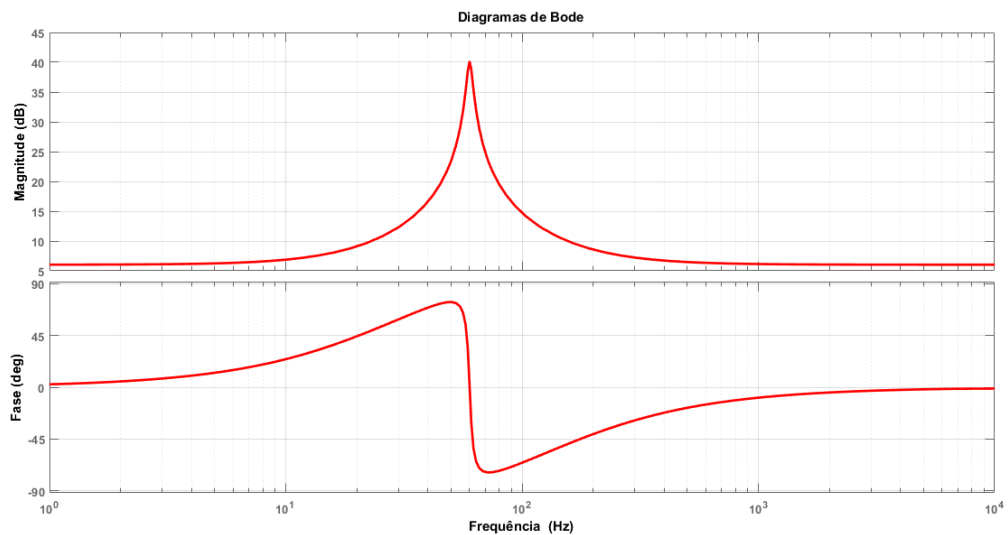
Os controles internos são constituídos por malhas interna de corrente e externa de tensão, sendo que ambas são controladores P+Res Não-Ideais sem compensação harmônica. Esta escolha é embasada naquilo que foi abordado anteriormente. Estes controladores anulam erros em regime estacionário de sinais senoidais e trabalham considerando pequenas variações de frequência como acontece na microrrede CA ilhada. Tomando a função de transferência (2.2) do P+Res Não-Ideal, os parâmetros das malhas são os seguintes. Nas duas, a constante  $\omega_{of}$  é dada pela frequência fundamental da microrrede e vale, assim,  $\omega_{of} = 2 \cdot \pi \cdot 60 \approx 377 \text{ rad/s}$ , ao passo que a frequência de corte é de  $\omega_c = 10 \text{ rad/s}$ . Especificamente para a malha de tensão, o ganho proporcional é de  $K_p = 0,1$  e a constante de ressonância vale  $K_i = 5$ . Para a malha de corrente,  $K_p = 2$  e  $K_i = 100$ . A determinação destes números é resultado de diversos testes e simulações e se atenta aos princípios mencionados para este controlador. A Figura 2.5 mostras os diagramas de Bode das duas malhas de controles internos.

O controle primário é feito exclusivamente pelo método de controle *droop* convencional, com todos os conversores sendo formadores de rede (*grid-forming*). Para todas as unidades, as referências são de 60 Hz para a frequência ou  $\omega_o = 2 \cdot \pi \cdot 60 \approx 377 \text{ rad/s}$  e de tensão de  $E_0 = \sqrt{2} \cdot 127 \approx 180 \text{ V}$ . As referências de potência podem ser tomadas pelas capacidades máximas dos inversores, isto é,  $P_0 = 5 \text{ kW}$  e  $Q_0 = 3 \text{ kVAr}$  ou por valores menores dependendo das condições da microrrede no modo ilhado. Os coeficientes de *droop* de  $P \times \omega$  foram todos iguais a  $k_{p1} = k_{p2} = k_{p3} = 0,0005 \text{ rad/s/W}$ , assim como os de  $Q \times E$ :  $k_{q1} = k_{q2} = k_{q3} = 0,0005 \text{ V/VAr}$ . Para medição e cálculo de potências, as frequências de corte dos filtros passa-baixa foram de 6 Hz, quer dizer  $\omega_{f1} = \omega_{f2} = \omega_{f3} = 2 \cdot \pi \cdot 6 \approx 37,7 \text{ rad/s}$ .

Figura 2.5 - Diagramas de Bode dos controles internos com P+Res Não-Ideal: (a) malha externa de tensão; (b) malha interna de corrente.



(a)



(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

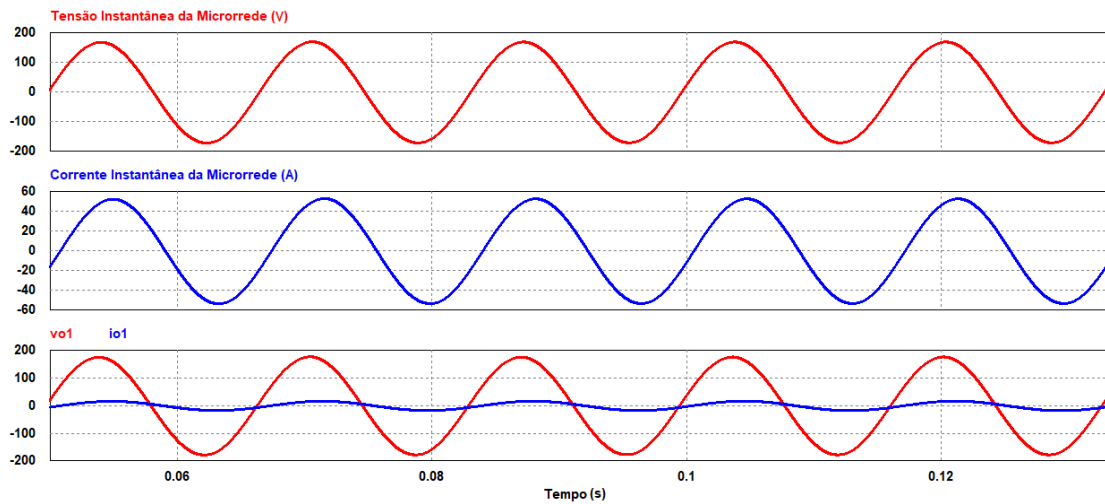
## 2.5 Resultados de Simulação para Microrrede Ilhada

Tendo sido descrita e projetada, a microrrede foi testada por meio de simulações computacionais em diversos cenários no modo ilhado. Os principais resultados são apresentados a seguir.

Os primeiros foram para cargas RL-série e têm como intuito expor o funcionamento geral da microrrede em modo ilhado e seus controles. Foram colocadas duas cargas idênticas

em paralelo com resistências de  $R_1 = R_2 = 3 \Omega$  e indutâncias de  $L_1 = L_2 = 3 mH$ , com potências aparentes de  $S_1 = S_2 = 5,03 kVA = 4,707 + j. 1,775 kVA$  para tensão nominal de  $127 V$  e frequência nominal de  $60 Hz$ . A Figura 2.6 mostra as tensões e correntes instantâneas resultantes da microrrede na carga e as mesmas formas de onda para a saída do inversor 1 (denotadas, respectivamente, por  $v_{o1}$  e  $i_{o1}$ ) quando da conexão de apenas uma das duas cargas. A duração exposta é de 5 ciclos e se ignora o início, no qual ocorrem transitórios. Como esperado, usando fontes ideais e tendo apenas atuação dos controles internos e primário, são gerados sinais senoidais com baixíssimo conteúdo harmônico. De fato, todos estes sinais têm distorção harmônica total de tensão (DTT%) menor que 1%, muito abaixo do DTT% de 5% que comumente é o nível máximo de normas.

Figura 2.6 - Tensão e corrente instantâneas da microrrede em uma carga RL e da saída do inversor 1 ( $v_{o1}$ ,  $i_{o1}$ ).



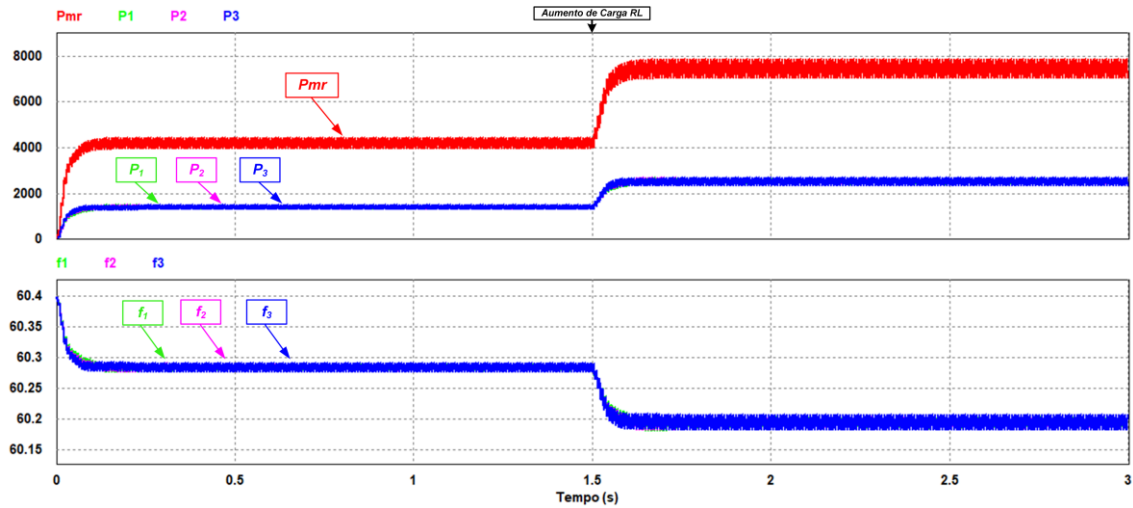
Fonte: Elaborado pelo autor.

As referências de potência do controle primário de cada conversor foram escolhidas como iguais às suas capacidades máximas  $P_0 = 5 kW$  e  $Q_0 = 3 kVAr$ . Nos próximos resultados (Figuras 2.7-2.10), a microrrede inicialmente está associada a somente uma das cargas RL-série, mas, no instante de  $1,5 s$ , a segunda é conectada em paralelo, o que dobra a potência exigida. O tempo total de simulação é de  $3 s$ .

Na Figura 2.7 são mostradas as potências ativas individuais dos inversores ( $P_1$ ,  $P_2$  e  $P_3$ ) e total fornecida pela microrrede para as cargas ( $P_{mr}$ ), além das frequências produzidas por cada unidade pelo método de controle *droop* ( $f_1$ ,  $f_2$  e  $f_3$ ). As ondulações no dobro da frequência fundamental ( $2.60 = 120 Hz$ ) não são totalmente eliminadas pelo filtro passa-baixa de  $6 Hz$  para cálculos de valor médio, mas o resultado é satisfatório observando a dinâmica. Existe uma

boa distribuição de potência ativa e a frequência é idêntica em todos os pontos, visto que ela não sofre alterações por causa de outros componentes ou por arranjo específico da microrrede. A referência de frequência para toda a microrrede foi criada como pretendido e, como pode ser visto, seus valores não estão longes do nominal de  $60\text{ Hz}$ , mas pouco acima devido à diferença entre as referências de potência elegidas e aquilo que é realmente fornecido.

Figura 2.7 - Potências ativas dos conversores ( $P_1$ ,  $P_2$  e  $P_3$ ) e total da microrrede ( $P_{mr}$ ) e frequências individuais ( $f_1$ ,  $f_2$  e  $f_3$ ).



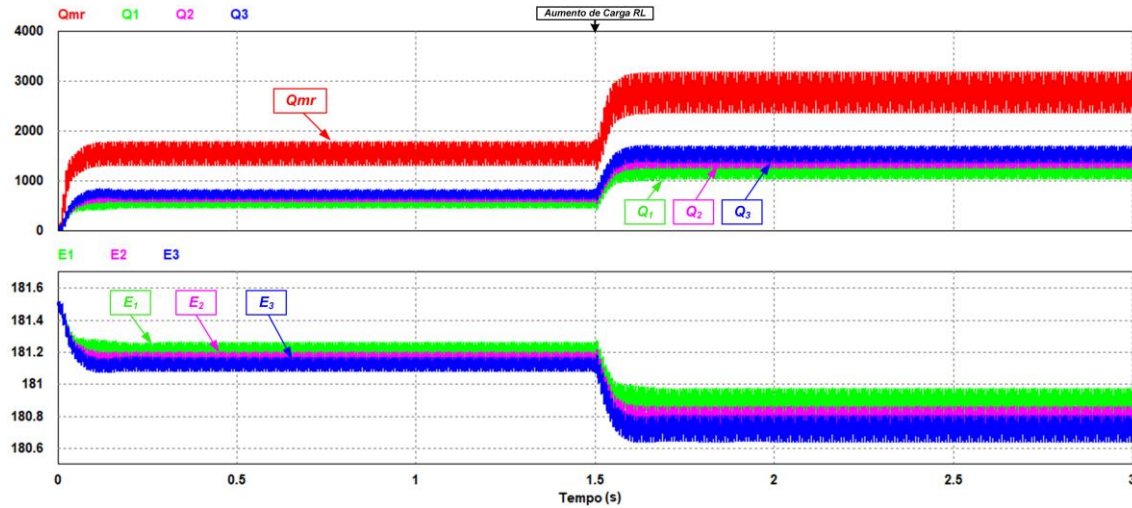
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 2.8 expõe as potências reativas produzidas por cada conversor ( $Q_1$ ,  $Q_2$  e  $Q_3$ ) e a total da microrrede ( $Q_{mr}$ ), assim como as magnitudes de tensão geradas por eles através do método de controle *droop* ( $E_1$ ,  $E_2$  e  $E_3$ ). Apesar das unidades serem idênticas tanto no controle, como nas capacidades, diferentemente das potências ativas e das frequências, os valores não são iguais aqui. Isso se deve às impedâncias de linhas serem distintas, o que reflete no compartilhamento de potências reativas e nas amplitudes de tensão providas pelo controle primário. De qualquer forma, os níveis estão muito próximos do desejável e o controle cumpre bem os requisitos do modo ilhado.

Para analisar mais a fundo o que se sucede com a tensão, a Figura 2.9 expõe seus sinais instantâneos na saída de cada inversor ( $v_{o1}$ ,  $v_{o2}$  e  $v_{o3}$ ) e na carga ( $v_{carga}$ ). São mostradas as cristas das formas de onda para se discutir as magnitudes sem considerar a dinâmica dos filtros. Em todas as unidades, os valores de pico e a frequência são iguais, mostrando a efetividade da técnica para paralelismo. A amplitude é um pouco menor que  $180\text{ V}$ , porém ainda com valores adequados. Na carga, por sua vez, os picos de tensão divergem mais em relação ao nominal. Isso ocorre pela presença de uma impedância de linha relativamente alta unida a uma corrente

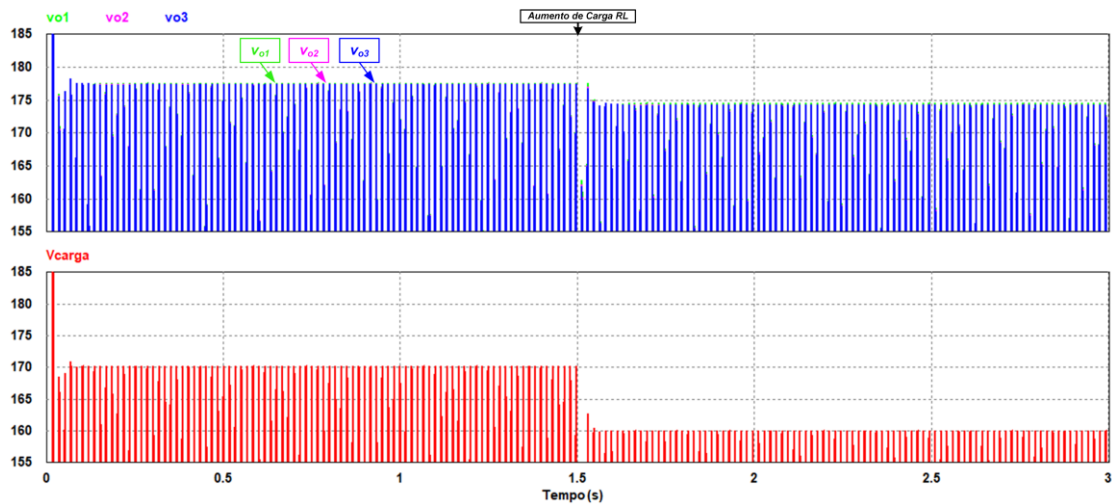
elevada em baixa tensão, o que causa uma queda de tensão expressiva. Tal impasse é consequência do compromisso da inserção de indutâncias grandes na saída dos conversores para estabilidade da microrrede. No caso mais crítico, a tensão eficaz na carga é de 113 V (89% do nominal), valor aceitável no módulo 8 dos PRODIST [76], por exemplo, uma norma rigorosa para distribuição.

Figura 2.8 - Potências reativas dos conversores ( $Q_1$ ,  $Q_2$  e  $Q_3$ ) e total da microrrede ( $Q_{mr}$ ) e magnitudes de tensão individuais ( $E_1$ ,  $E_2$  e  $E_3$ ).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 2.9 - Tensões instantâneas nas saídas de cada inversor ( $v_{o1}$ ,  $v_{o2}$  e  $v_{o3}$ ) e tensão instantânea na carga ( $v_{carga}$ ) com detalhes dos valores de pico positivos.

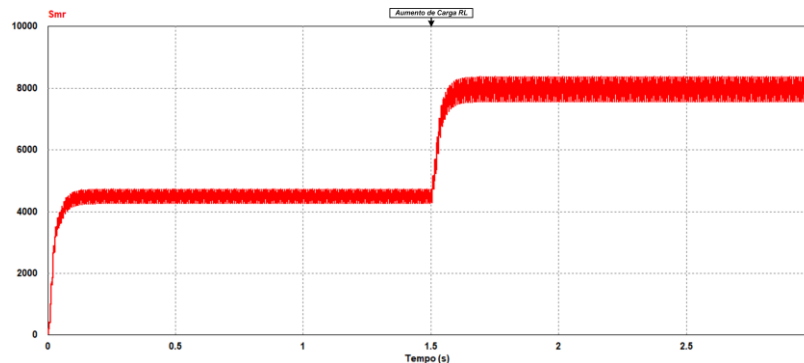


Fonte: Elaborado pelo autor.

O módulo da potência aparente ( $S_{mr}$ ) produzida na microrrede, calculada como  $S_{mr} = \sqrt{P_{mr}^2 + Q_{mr}^2}$ , pode ser vista na Figura 2.10. Pelas razões esclarecidas, seu valor não é aquele

que teria se a carga estivesse com tensão nominal de 127 V, mas está muito próximo disso, o que mostra um ótimo desempenho da microrrede no modo ilhado.

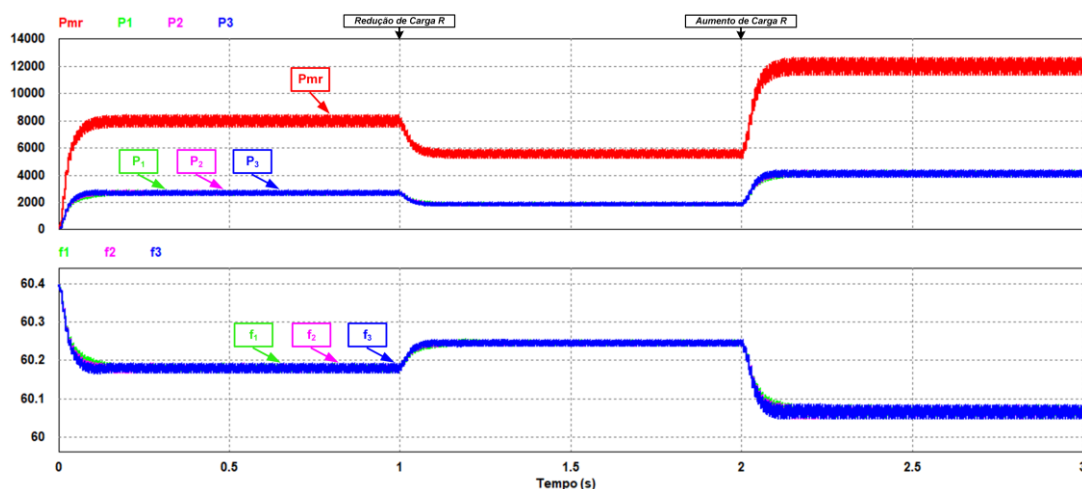
Figura 2.10 - Valor médio da potência aparente ( $S_{mr}$ ) produzida na microrrede ilhada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

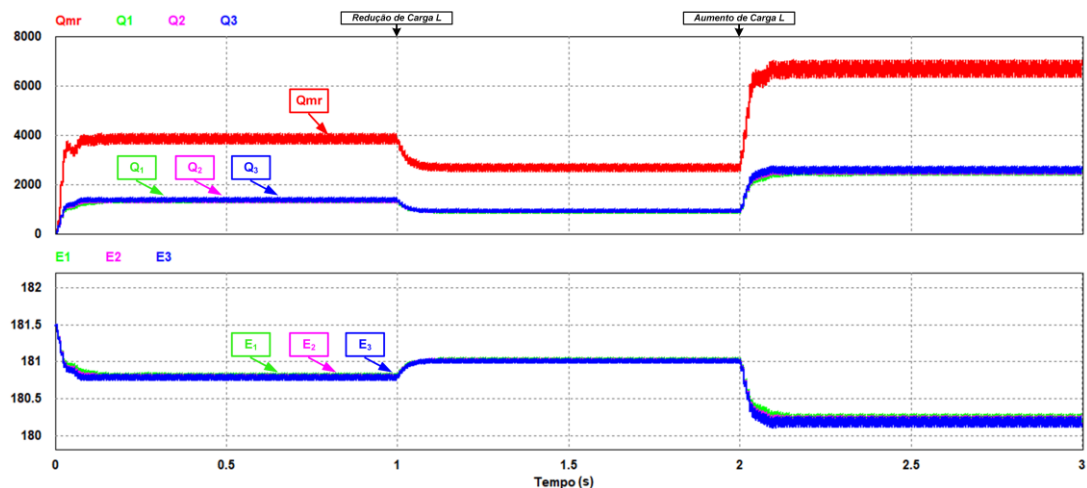
Dando continuidade, os dois próximos resultados demonstram os efeitos de variações de potências ativa e reativa (decréscimo em 1 s seguido de acréscimo em 2 s de carga em um total de 3 s de simulação) na frequência e na amplitude da tensão, nesta sequência. No primeiro caso (Figura 2.11), foram inseridas e retiradas cargas exclusivamente resistivas em paralelo. Vale ressaltar que, mesmo para cargas puramente resistivas, há pequenas variações na tensão devido às linhas serem predominantemente indutivas. No segundo (Figura 2.12), o mesmo foi realizado, mas para cargas somente indutivas. Fica clara a proporcionalidade entre as variáveis conforme as equações *droop* (2.5) e (2.6) e o funcionamento eficaz do método de controle *droop*. Variações de potência ativa causam alterações na frequência e de potência reativa na tensão. Não há qualquer comunicação e as unidades agem imediata e automaticamente.

Figura 2.11 - Variações de potência (carga) ativa e de frequência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

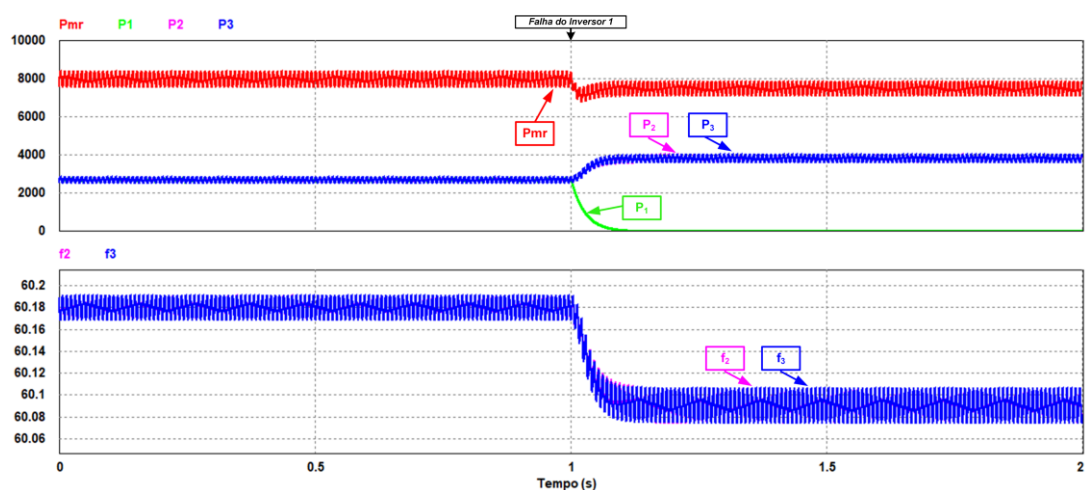
Figura 2.12 - Variações de potência (carga) reativa e amplitude da tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados a seguir mostram como funcionam o sistema de proteção e o controle de carga da microrrede no modo ilhado. No primeiro teste (Figura 2.13), o inversor 1 sofre uma falha e é desconectado por seu dispositivo de proteção da microrrede em 1 s quando ela já está operando. Só há cargas resistivas e é exibido apenas potência ativa e frequência. Como a carga alimentada é menor que a soma das capacidades máximas das outras duas unidades de GD, elas assumem automaticamente o fornecimento de energia elétrica. O equilíbrio entre produção e consumo pode ser mantido sem grandes problemas.

Figura 2.13 - Atuação do sistema de proteção para falha do inversor 1 e compartilhamento de carga automático pelo restante das unidades.

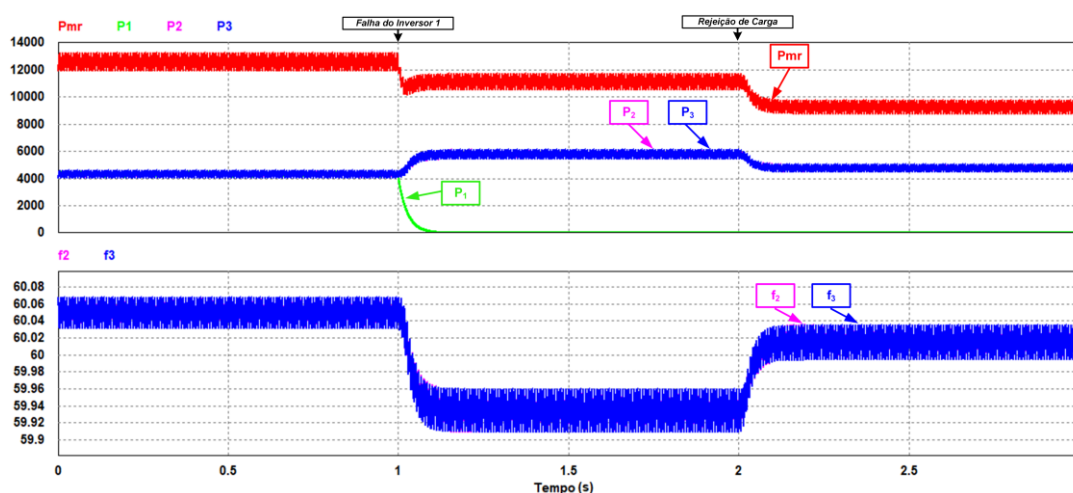


Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, algo similar acontece no segundo teste, visto na Figura 2.14, e, novamente, o inversor 1 é retirado da microrrede em 1 s. Contudo, a potência requerida pelas cargas é

superior ao que podem produzir nominalmente as duas tecnologias de GD restantes. Caso seja necessário evitar o sobrecarregamento das unidades e manter o balanceamento energético, dentro da microrrede pode existir um sistema que faz a rejeição de cargas não-sensíveis automaticamente. Isso ocorre no instante de 2 s na simulação. No instante em que as potências dos inversores são maiores que suas capacidades máximas, um pequeno sinal pode ser enviado para cortar parte da carga que não é prioritária. Claramente será necessário algum tipo de comunicação para tanto. Como a comunicação é imprescindível no modo conectado à rede, as mesmas linhas podem ser aproveitadas para se adotar tais práticas. A frequência, que fica abaixo do seu valor nominal, é reestabelecida em 60 Hz quando da rejeição de carga, o que pode ser outro critério, assim como para a tensão, para se tomar esta atitude.

Figura 2.14 - Falha do inversor 1 e rejeição automática de carga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A microrrede no modo ilhado trabalha sem referências externas de tensão e de frequência, fazendo com que toda a operação dependa exclusivamente de suas unidades de GD com seus conversores. Estes dispositivos devem, portanto, ter sistemas de controle robustos, flexíveis, automáticos e inteligentes que definam as referências de funcionamento. Dentre as diferentes técnicas propostas na literatura, o método de controle *droop* unido, ao controle interno via compensadores P+Res, preenche tais requisitos com simplicidade. Ele realiza com sucesso o paralelismo dos inversores com compartilhamento adequado de potências sem qualquer comunicação.

Isso fica comprovado com o projeto da microrrede CA e seus resultados de simulação computacional apresentados neste capítulo. As formas de onda obtidas de tensão e de corrente são de alta qualidade, com baixo conteúdo harmônico, aproximando-se bastante daquilo que se

encontra nas redes de distribuição tradicionais. Pelos testes feitos, nota-se que a microrrede foi capaz de, automaticamente, alterar seu fornecimento de potências ativa e reativa dependendo das variações de carga. Como consequência, há desvios de frequência e de tensão. Contudo, os valores assumidos para cada situação são sempre muito próximos dos nominais.

Como não existem, até o momento, normas específicas para o modo ilhado das microrredes CA, só se pode ter como base suas análogas. Um modelo que pode ser tomado, como já foi afirmado, é o módulo 8 dos PRODIST [76], que versa sobre qualidade da energia dos sistemas de distribuição no Brasil. No que tange à frequência, o desvio máximo dos resultados apresentados é de 0,3 Hz da Figura 2.7, que equivale a apenas 0,5% da frequência nominal de 60 Hz. O módulo 8 dos PRODIST indica que a frequência na distribuição não pode ultrapassar 60,1 Hz em regime permanente e normal. Apesar da diferença, tais exigências rígidas não cabem a um sistema muito limitado, de comportamento distinto e de estrutura versátil como uma microrrede ilhada. Com efeito, de acordo com [78], a frequência pode variar em até 2% acima ou abaixo do valor nominal por 95% do tempo em modo ilhado, garantindo bom funcionamento geral da microrrede. A tensão, por sua vez, como anteriormente apontado, está dentro dos limites aceitáveis do módulo 8 dos PRODIST. Valem para ela reservas similares àquelas feitas para a frequência. Analisando os resultados, vê-se que as regulamentações para microrredes ilhadas devem observar tais restrições operacionais e abarcar limites mais amplos, mas que desvios pequenos são fatores presentes na aplicação do método de controle *droop* convencional.

Outras dificuldades que ficaram nítidas nos resultados foram as limitações da microrrede ilhada no equilíbrio energético. Apesar das unidades restantes conseguirem aumentar a produção automática e rapidamente na saída de um inversor, em alguns estados de carga, suas capacidades podem não ser suficientes. Até mesmo com a totalidade de GD disponível, mais do que o máximo nominal de geração pode ser exigido, o que forçaria as unidades a trabalharem sobrecarregadas. Uma das soluções para estes dois casos é priorizar a alimentação de determinadas cargas, desligando parte delas. Em sentido oposto, as fontes de GD podem ficar ociosas quando o consumo interno é baixo.

Ressalta-se, por conseguinte, que a conjuntura de operação de uma microrrede ilhada é muito distinta daquela da rede elétrica convencional. Em termos práticos, esta última disponibiliza de quantidade relativamente infinita de energia elétrica para suprir o pequeno número de consumidores que formariam qualquer microrrede e sua estrutura é inabalável em

seus parâmetros de tensão e de frequência para ligeiras mudanças de geração e de carga. É claro que se busca atingir nas microrredes em modo ilhado um desempenho similar ao das redes elétricas tradicionais, pois estas alcançaram, ao longo de mais de um século, níveis satisfatórios de qualidade da energia e de confiabilidade. No entanto, as próprias características essenciais de uma microrrede ilhada não permitem que ela funcione da mesma maneira. Por outro lado, ela traz novos recursos benéficos aos seus usuários anteriormente inalcançáveis, a saber: maior flexibilidade, continuidade do suprimento de eletricidade independentemente de outros sistemas interligados e determinação interna da estrutura e funcionamento por seus membros. Por isso, não é justo ou razoável compará-las. São realidades distintas de operação, apesar de terem objetivos iguais. Desde que se forneça energia elétrica com segurança e um mínimo de confiabilidade e de qualidade da energia, os regimes específicos de trabalho de uma microrrede ilhada, como faixas mais abrangentes de frequência e de tensão e a possibilidade de rejeição de cargas não-sensíveis, devem ser considerados. Os maiores problemas do modo ilhado podem, todavia, ser mitigados quando se faz a conexão entre os dois sistemas.

No modo conectado à rede elétrica, a amplitude de tensão e a frequência passam a ser impostas e seguidas pela microrrede a partir da rede de distribuição na qual está ligada, que é, na maioria das vezes, um sistema rígido e forte, com perturbações mínimas em seus valores nominais de trabalho. Surge também o controle de fluxo de potências, sendo deliberado por fatores não somente operacionais, mas também econômicos, sociais e ambientais em novas frentes. Na falta de energia elétrica a ser fornecida, na ausência de um ou mais inversores ou na maximização da capacidade das unidades de GD dentro da microrrede, as cargas não precisarão ser rejeitadas ou contingenciadas para se atender o equilíbrio entre consumo e produção. A potência necessária pode ser proporcionada pela rede. Ao contrário, quando há excedente disponível na microrrede, potência em suas diferentes formas pode ser entregue à rede com possibilidade de venda, prestação de serviços ancilares ou obtenção de créditos. Este é o tema do próximo capítulo: a conexão da microrrede com uma rede elétrica externa e seus controles.

## CAPÍTULO III – MICRORREDES CONECTADAS À REDE ELÉTRICA

---

No modo ilhado, a microrrede cria suas próprias condições de funcionamento e trabalha de forma independente de qualquer outro sistema externo. Há grandes vantagens nisso e, com efeito, esta característica é um dos maiores avanços desta tecnologia. Além de originar as referências de tensão e de frequência a serem seguidas, os níveis de produção de eletricidade e o balanço energético segundo suas necessidades de consumo, a microrrede ilhada não é suscetível a falhas que não suas próprias e pode gerar novos meios de trocas econômicas e sociais pelo uso da energia elétrica.

No entanto, pela própria concepção da microrrede em ser um sistema pequeno e que se baseia em poucos componentes para trabalho, diversos problemas podem surgir no modo ilhado. Alguns são mais evidentes. Na falta de uma ou mais unidades de GD e seus conversores, o equilíbrio entre produção e consumo pode ser modificado, forçando o corte ou o contingenciamento de cargas para manter a operação correta e a estabilidade da microrrede, ou ela pode até mesmo ser desligada por inteiro. Existem poucas alternativas para correção e manutenção. Invariavelmente, os métodos de controle terão profundo impacto no funcionamento da microrrede em modo ilhado. Se são estabelecidos por controladores centrais, terão baixa confiabilidade, seja pelo estreito vínculo com um único elemento, seja por se usar linhas de comunicação que podem trazer erros e atrasos. Dependendo das técnicas empregadas, desvios nos valores nominais podem ser causados, o que acarreta em qualidade da energia reduzida, e o compartilhamento de potências pode não ser exato. Somam-se a estes fatores o baixo nível de curto-circuito, que tem consequências negativas tanto para a qualidade da energia, quanto para os dispositivos de proteção.

Para as microrredes que são construídas dentro de um sistema de distribuição, a conexão à rede é enormemente benéfica em vários sentidos. É fato que se aumentam as exigências. Porém, a microrrede pode ter todo seu potencial explorado. Isso é ainda mais verdadeiro caso ela disponha de um controle e de uma estrutura que permitam transições simples, rápidas e flexíveis entre os dois modos. Este capítulo aborda estas questões. Ele trata das vantagens, das desvantagens e dos requisitos que orbitam o modo conectado à rede. As técnicas de sincronização, capitais para a integração da microrrede à rede de distribuição, são discutidas. As chaves estáticas de interconexão, meios físicos que ligam os dois sistemas, são expostas.

Por não existir maior consenso sobre as técnicas de controle como acontece no modo ilhado, uma revisão ampla e crítica é feita sobre aquelas encontradas na literatura científica. Por último, um método de controle para conexão da microrrede à rede elétrica, transição entre modos e controle do fluxo de potências é proposto e, em seguida, sua operação é investigada e averiguada por meio de resultados de simulação computacional, que concluem o capítulo.

### **3.1 Visão Geral sobre a Conexão de Microrredes à Rede Elétrica**

Para se passar do modo ilhado para o conectado à rede elétrica, também chamado paralelo à rede, e vice-versa, não basta que uma chave seja fechada ou aberta entre ela e a microrrede. Condições específicas devem ser atendidas antes da troca de modo de operação e, durante as transições, perturbações devem ser evitadas para que não ocorram danos em nenhum dos dois sistemas. Estabelecida a conexão, a microrrede ganha novas funções. Este conjunto de quesitos está intimamente relacionado aos métodos de controle aplicados.

Uma das primeiras questões a serem pautadas é a de que, diferentemente de sistemas singulares, a microrrede é formada por vários conversores com suas tecnologias de GD em paralelo e cargas locais. Para se passar do modo ilhado para o conectado à rede, todos eles, simultaneamente, devem ter seus controles alterados ou adaptados [109]. Enquanto se criavam isoladamente as referências de trabalho no primeiro modo, a eles são impostas no segundo. É exigido, portanto, uma coordenação robusta entre as unidades.

Para tanto e visando o rigor da conexão à rede, linhas de comunicação e controladores centrais, antes itens que se prescindiam, aqui têm atribuições relevantes e não são dispensáveis. Aumentam-se custo e risco, mas também a flexibilidade e a otimização do sistema [110]. Para que os inversores possam funcionar todos ao mesmo tempo pelo que é determinado pela rede de distribuição, eles precisarão receber dados de medição da rede externa ou de um controlador central e podem trocar informações entre si. Este controlador central, além de orquestrar a operação geral da microrrede e fazê-la trabalhar como uma única entidade para a distribuição, pode beneficiá-la com estratégias de gerenciamento dos fluxos de potência, aprimoramento na qualidade da energia, otimização dos processos, cálculo e aplicação das regras do mercado de energia, entre outros [111]. Ele também pode ser responsável por comandar a chave de interconexão entre a microrrede e a rede e pela comunicação com os operadores da distribuição para definir tomadas de decisões e ações. Com isso, a automatização do sistema não deixa de

existir, mas passará agora pelo crivo deste controlador central e não somente pelas unidades individualmente. Para se manter ainda uma alta confiabilidade na microrrede, entretanto, deve ser buscada certa autonomia sobre estes dois elementos. Com falhas neles, o sistema deve conseguir se restaurar e, em situações críticas, precisará ser feito o regresso ao modo ilhado.

De acordo com [112], [113], para conexão da microrrede à rede e transição entre modos, os seguintes objetivos especiais precisam ser cumpridos. Os controles devem ser unificados para os dois modos de operação, com mínima complexidade e baixa reconfiguração. Deve haver sincronização ativa e transferência suave para segurança e proteção dos componentes da microrrede e da distribuição. Os fluxos de potência precisam ser ajustáveis, o que potencializa a integração da microrrede à distribuição.

Fazer uma sincronização ativa significa que todas as unidades geradoras com seus conversores na microrrede devem minimizar as diferenças de amplitude, de fase e de frequência da tensão, que são chamados critérios de sincronização, entre seus valores produzidos e no ponto de conexão com aqueles do sistema de distribuição [114]. A melhor solução nesse sentido é um controle automático e que funciona em tempo real com realimentação para correção de erros. Somente se os critérios forem satisfeitos, os dois sistemas podem ser realmente conectados e operar em paralelo. A sincronização ativa certamente deve estar presente nos controles da microrrede, pois há uma baixíssima probabilidade de tais diferenças serem pequenas, até mesmo pelos princípios de algumas técnicas de controle, como o método de controle *droop*, onde normalmente existem desvios de amplitude de tensão e de frequência em relação aos seus índices nominais. O sistema elétrico, por sua vez, é forte e pode servir como espécie de guia para realizar a sincronização ativa.

A sincronização precisa levar a uma transferência ou transição suave entre os modos. Isso quer dizer que alguns fatores devem ser observados quando do fechamento e da abertura da chave entre microrrede e rede [115]. Pode ser inevitável que, neste momento exato e somente nele, aconteçam excursões transitórias de amplitude de tensão, de fase e de frequência. Suas magnitudes e durações devem ser extremamente pequenas e, passadas, rapidamente retornar à conjuntura de sincronização. Caso contrário, a chave pode falhar ou podem surgir instabilidades. Mais ainda, uma transferência suave quer dizer que a transformação ou modificação dos controles nos conversores da microrrede não podem ser bruscas, pois causariam problemas dinâmicos. Sobrecorrentes ou correntes de *inrush* precisam ser mitigadas ou inexistirem na transição.

Caso se tenha certeza sobre a execução destas duas propriedades, então a chave pode ser fechada para conexão à rede elétrica. Medições deste lado e do lado da microrrede serão necessárias para se comparar valores e verificar se os requisitos acima debatidos são atendidos [20]. Mesmo estando conectada, ela deve ter seus níveis de tensão e de frequência continuamente conferidos. Como qualquer outro sistema integrado à distribuição, a microrrede precisa seguir os padrões adequados de qualidade da energia no ponto de conexão, tais como os do módulo 8 dos PRODIST [76] no Brasil e da norma IEEE 1547 [32], exceto naquilo que lhe foi prescrito e pelo qual poderá auxiliar e beneficiar mutuamente sua operação e a da rede em que está ligada.

Com a microrrede já operando no modo conectado após sincronização ativa, transferência suave e fechamento da chave de interconexão e estando dentro das faixas de qualidade da energia das normas, ela pode trabalhar em diferentes estados dependendo do que é firmado entre seus usuários e os proprietários da rede de distribuição. O primeiro predicado é que o fluxo de potência seja controlável [26], [35]. Se a capacidade das unidades de GD superar a potência exigida pelas cargas locais, a microrrede pode exportar e vender a energia elétrica excedente para a rede. Se, inversamente, os geradores não conseguirem suprir as necessidades dos consumidores da microrrede, a eletricidade que lhes falta pode ser importada e comprada [111]. Assim, nenhuma carga precisará ser rejeitada ou contingenciada. Contudo, os fluxos de potência não precisarão ser decididos por estas meras diferenças energéticas. Outras razões podem fundamentar o intercâmbio de potência entre rede e microrrede. Se for estabelecido um mercado de energia entre elas, o preço da energia pode ser um sinal que influenciará a quantidade de potência permutada. Mesmo que exista folga de produção interna na microrrede, pode ser preferível comprar energia externamente. Os impactos ambientais podem ser mais um delimitador do fluxo de potência. Níveis de combustível e de emissões de gases do efeito estufa podem indicar como será feita a troca energética. Optar por importar potência elétrica pode até mesmo servir para que as tecnologias de GD da microrrede possam ser interrompidas e sofram manutenções ou substituições sem parar o fornecimento de energia para as cargas.

As microrredes ainda podem proporcionar outras tarefas além da injeção e extração de potência da rede propriamente ditas. Incluem-se a prestação de serviços ancilares e o aprimoramento da qualidade da energia da distribuição. Tais elementos já foram comentados na seção 1.8 deste trabalho, mas precisam ser novamente destacados aqui. Com a conexão, a própria microrrede terá sua qualidade de energia melhorada, visto que seguirá os índices severos da rede de distribuição e não os de modo ilhado que são menos rigorosos. O próprio controle

do fluxo de potências, se realizado com coordenação e calculado adequadamente, pode fazer regulações do perfil de tensão e de frequência da rede, ou mesmo contribuir com amortecimento nas oscilações de potência. Reservas de energia e autorrestabelecimento (*black-start*) são outros exemplos. No que se refere à qualidade da energia, podem ser citadas as compensações de distorção harmônica e de desequilíbrio, a redução de *flicker*, o suporte a transitórios de tensão durante faltas da rede e a compensação de reativos com correção do fator de potência [27], [62].

O caminho contrário, a passagem para o modo ilhado, acontece em duas ocasiões distintas com a abertura da chave. Uma delas é a pré-planejada ou pré-programada e a outra é a não-planejada [116]. Em qualquer uma, a microrrede precisa voltar suave e rapidamente ao seu estado de modo ilhado, ou seja, trabalhar criando suas próprias referências de tensão e de frequência com paralelismo dos conversores e compartilhamento de potência. Como não é necessária a sincronização, a transferência de modo conectado para ilhado é mais fácil do que seu oposto.

Se, eventualmente, ocorrerem falhas na rede de distribuição, a microrrede precisa ficar ilhada para que os problemas externos não se propaguem até seu interior. Estas são as passagens não-planejadas. As metodologias para decidir quando e como se deve entrar no modo ilhado dependem do projetista. Normas de qualidade da energia [76], [32], ou de anti-ilhamento [33] podem embasar as escolhas, principalmente em relação à duração das faltas, à magnitude delas, entre outros. A segurança de pessoas e animais e a proteção dos equipamentos precisam sempre ser consideradas. Distúrbios de amplitude de tensão, de fase e de frequência podem ser usados como parâmetros, separados ou em união, em faixas pré-estabelecidas. A definição deve ser adequada para que a chave não abra de forma desnecessária e repetitiva. A passagem para modo ilhado deve ocorrer nas situações estabelecidas e não para quaisquer desvios ou perturbações.

Esta passagem poderá acontecer por exigências próprias da microrrede e seus consumidores e ela será chamada pré-planejada. Os contratos entre as partes podem igualmente exigir que a microrrede se desconecte da distribuição em determinadas situações. Caso a rede elétrica esteja com baixos índices de qualidade da energia ou pouca confiabilidade, a microrrede pode passar a trabalhar ilhada. Ou ainda, se uma interrupção programada da distribuição está prevista, ela pode alterar o modo de operação e permanecer fornecendo energia elétrica para suas cargas locais. Quando os usuários da microrrede discordarem da maneira conduzida pelos proprietários da distribuição em suas operações, seja por poluírem mais, por cobrarem preços abusivos ou qualquer outro motivo, eles podem intencionalmente passar ao modo ilhado. A

microrrede também pode ficar ilhada se ocorrerem faltas internas. A distribuição pode exigir que ela se isole até resolver seus problemas e não afetar os membros externos.

As técnicas de controle do modo conectado à rede devem responder a estes requisitos, sejam elas distribuídas, centralizadas ou uma mistura das duas. Antes de se conhecer algumas delas, é importante entender a sincronização da microrrede com a rede, o que as liga eletricamente, e as chaves de interconexão, que as conecta fisicamente. As duas próximas seções tratam destes assuntos. Somente depois é que se abordam os métodos de controle para o modo conectado à rede para microrredes.

### 3.2 Técnicas de Sincronização: *Phase-Locked Loop* (PLL)

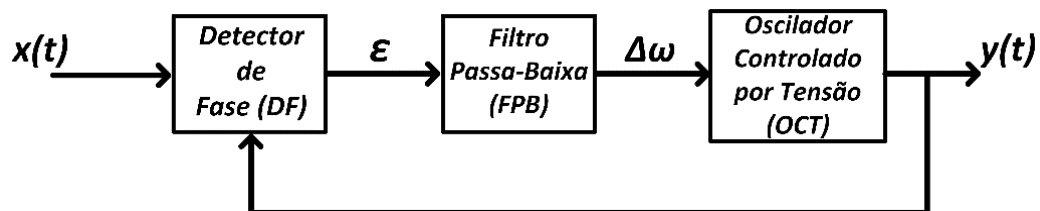
A sincronização compõe o projeto de qualquer fonte de GD que é conectada à rede elétrica. Técnicas que fazem com que frequência, fase e amplitude de tensão da saída de inversores se igualem ou se aproximem dos valores disponíveis na distribuição estão, pode-se dizer, bastante evoluídas. São, por isso, numerosas as opções que se aplicam aos dispositivos de GD e, conseqüentemente, aos componentes da microrrede e à sua operação como um todo, abrangendo a sincronização ativa, a transição suave e outras funcionalidades.

Dentre os métodos de sincronização comumente usados em sistemas elétricos e em eletrônica de potência, três grandes grupos se destacam [90]: o de detecção de passagem por zero, o de filtragem das tensões da rede e os de *Phase-Locked Loop* (PLL). No primeiro, a tensão é observada e são identificados os momentos em que ela se anula. O resultado determina a sincronização. Apesar da simplicidade de implementação, ele é precário, podendo levar a muitos erros, sobretudo em redes distorcidas. No segundo método, é feita a extração da fase da rede por filtros. É um avanço em relação ao primeiro. Todavia, não responde adequadamente às variações da rede e pode introduzir atrasos de fase. Claramente, estes dois métodos se revelam insuficientes para sincronização de GD e de microrredes. Recentemente, tendo em vista uma melhor sincronização, passou-se a adotar, frequentemente, para estas tecnologias os métodos PLL.

As técnicas PLL são, de modo geral, sistemas realimentados de controle que geram um sinal de saída cuja fase tem erro nulo em relação ao sinal de entrada rastreado. Ao fazerem isso, elas colhem dados de frequência, de ângulo de fase e de amplitude da onda considerada. Por conseguinte, permitem a realização de sincronização, medição e monitoramento. A Figura 3.1

mostra a estrutura genérica de técnicas PLL. Ela é formada por um detector de fase (DF), um filtro passa-baixa (FPB) e um oscilador controlado por tensão (OCT) [117]. A primeira parte recebe os sinais de entrada  $x(t)$  e de saída  $y(t)$  em malha fechada. O resultado  $\varepsilon$  é proporcional ao erro de fase. Esta é a parcela que normalmente é modificada para se conseguir métodos avançados de PLL. Para corrigir o erro e reduzir possíveis ondulações, um PI, um filtro passa-baixa ou uma combinação dos dois forma o bloco FPB. Por fim, o OCT recebe o erro de frequência  $\Delta\omega$  gerado pelo componente anterior, que é somado à referência de frequência nominal de centro  $\omega_c$  para ter como saída o sinal senoidal desejado em sincronia com o de entrada [118].

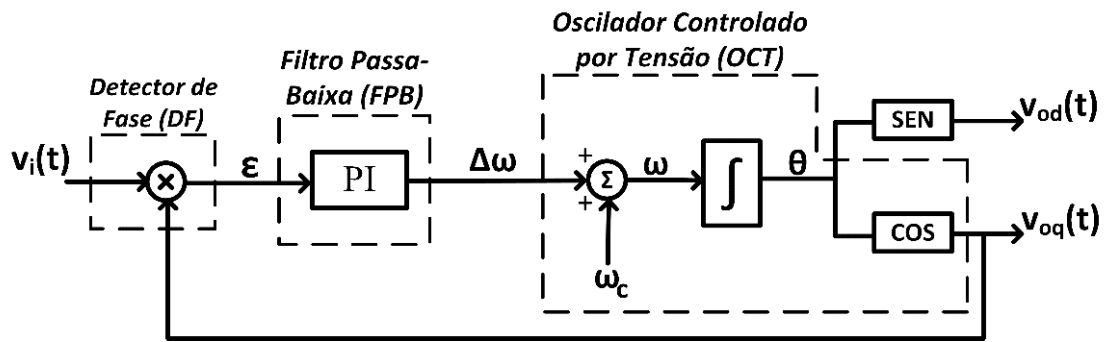
Figura 3.1 - Estrutura genérica de técnicas PLL.



Fonte: Adaptado de [118].

A primeira das técnicas PLL ficou conhecida pela alcunha de PLL Clássico, Convencional ou Elementar, por ser simples e servir como base para todas as demais. Seu diagrama para sistemas monofásicos está ilustrado na Figura 3.2 e é apresentado agora. Partindo da estrutura genérica, seu DF nada mais é que a multiplicação instantânea do sinal de entrada, a tensão medida  $v_i(t)$ , e o de saída, a tensão em quadratura  $v_{oq}(t)$ , criada pelo seu OCT. O que se tem em decorrência é um sinal contínuo de erro e a ideia é zerá-lo, o que equivale a sincronizar os sinais, através da realimentação. O problema é que o produto de dois sinais senoidais em quadratura embora origine ondas contínuas, o faz com ondulação no dobro da frequência, que é transmitido ao restante do controle. O bloco FPB é um PI de primeira ordem que corrige o erro obtido. Um filtro mitigaria a ondulação, mas traria atraso de fase, o que é indesejável. Assim sendo, o PI deve ser projetado tal que corrija o erro e faça atenuação tanto quanto lhe for possível. À diferença instantânea de frequência resultante  $\Delta\omega$  é adicionada, no OCT, a frequência de centro  $\omega_c$ , cujo valor constante é igual ao nominal, de onde se retira o sinal de entrada. A frequência  $\omega$  é integrada e o ângulo de fase  $\theta$  obtido é usado para gerar a tensão de saída (direta)  $v_{od}(t)$ , que é a de sincronização final, e a tensão em quadratura  $v_{oq}(t)$  para realimentação.

Figura 3.2 - Diagrama do PLL Clássico.



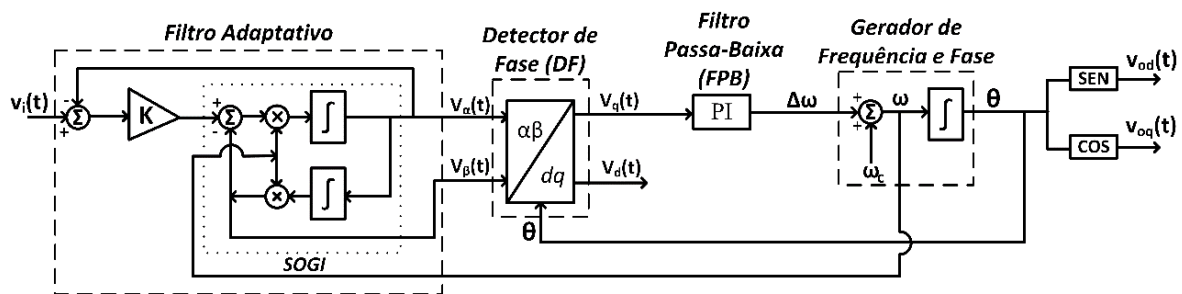
Fonte: Adaptado de [118].

A partir da concepção do PLL Clássico surgiram diversas outras soluções monofásicas, que buscam acelerar o processo de sincronização, eliminar as ondulações, minimizar os erros e estarem aptas a trabalhar com redes distorcidas [118]-[123]. As principais podem ser citadas e comentadas. Na técnica PLL Transporte de Atraso, um atraso de  $90^\circ$  de fase em relação à frequência fundamental, criado por algoritmo de fila, gera um sinal em quadratura ao de entrada, que passa por um bloco de transformada de Park ( $\alpha\beta - dq$ ) para se ter o erro contínuo, substituindo o DF multiplicador elementar. A realimentação ocorre pelo ângulo de fase mensurado na saída. A oscilação é reduzida, assim como os erros. Todo conteúdo harmônico sofre o mesmo atraso. O método PLL Hilbert é similar, com a única diferença de que o sinal ortogonal é produzido via transformada de Hilbert. Neste caso, as harmônicas têm defasamentos de  $90^\circ$  de acordo com cada ordem [121]. No sistema PLL Inversa de Park, uma transformada inversa de Park ( $dq - \alpha\beta$ ) é utilizada com filtros na saída de uma transformada de Park convencional que recebe o sinal de entrada para fornecer sua quadratura. Como nos outros dois, o que é realimentado e aplicado nas duas transformadas é o ângulo de fase [122]. Todas estas técnicas PLL abordadas até aqui são classificadas como PLL com geradores de sinal em quadratura. Existem ainda aquelas que usam filtros adaptativos no lugar do DF. O sistema PLL Aperfeiçoado é um exemplo [124]. Para variações no sinal de entrada, o algoritmo ajusta seus parâmetros, o que aumenta a eficácia de sincronização e medição. Contudo, em nenhum destes métodos as oscilações são reduzidas por completo ou suficientemente, sendo significativas as imprecisões ao se tratar de medições e monitoramento, apesar de terem desempenhos superiores no que diz respeito à sincronização.

Comparações de métodos PLL feitas pelo autor em [118] e em trabalhos de outros autores, como [119] e [120], indicam que, dentre todos eles, a técnica *Second-Order Generalized Integrator* PLL (SOGI-PLL) [125] é a mais vantajosa das monofásicas avaliadas.

A Figura 3.3 ilustra o sistema SOGI-PLL. Da mesma maneira que o PLL Aperfeiçoado, o SOGI-PLL é fundamentado em filtros adaptativos. Faz isso com dupla integração e um termo proporcional, o que acelera a sincronização e diminui consideravelmente as ondulações. Sem precisar ter uma frequência exata pré-definida para filtragem, uma vez que a frequência medida é realimentada, o SOGI-PLL trabalha com ótimo desempenho em condições distintas da rede, seja por alterações no sinal de entrada, seja por conteúdo harmônico. De fato, em [118], mostrou-se que a diferença entre frequência mensurada e a real do sistema era mínima e o tempo de assentamento é muito pequeno, tanto em redes elétricas ideais, quanto naquelas altamente distorcidas, com pouco impacto por variações de frequência, de fase e de amplitude de tensão. O método SOGI-PLL rapidamente atraca o sinal de saída ao de entrada. Em resumo, a técnica SOGI-PLL é uma das melhores soluções PLL contando com respostas bem-sucedidas para sincronização, medição e monitoramento, sendo primorosa para microrredes CA.

Figura 3.3 - Diagrama do SOGI-PLL.



Fonte: Adaptado de [118].

As maiores diferenças do emprego de técnicas de sincronização em uma microrrede para um único dispositivo de GD conectado à rede são a necessidade de sincronizar múltiplas unidades em paralelo de uma só vez e em coordenação e os desvios intrínsecos à operação e aos controles da primeira. Este último fator aponta que, enquanto nas unidades individuais de GD sinais são criados do zero seguindo exatamente o regime de trabalho da rede em que se conecta, na microrrede a sincronização terá como meta maior a correção das características das ondas anteriormente estabelecidas em modo ilhado por seus conversores formadores de rede (*grid-forming*) e controladores centrais.

Não só isso. Como conseguem extrair informações em tempo real, que incluem frequência e ângulo de fase, as técnicas PLL em especial servem para monitoramento e medição da microrrede e da rede externa. Tais atributos podem ser utilizados nas transferências suaves

entre modos, no desenvolvimento das funções da microrrede conectada e na análise da rede para definir ações da microrrede.

### 3.3 Chave Estática de Interconexão

As chaves mecânicas tradicionalmente usadas em sistemas elétricos de potência (contatores, disjuntores convencionais, chaves seccionadoras, etc.) não são suficientemente adequadas para fazer as transferências entre modos de operação de uma microrrede e mantê-la conectada à rede elétrica. Pelas incompatibilidades, estas chaves mecânicas têm sido preteridas pelas chaves estáticas. Algumas das principais vantagens das últimas em relação às primeiras são [126]: velocidades elevadas de chaveamento, não possuem partes móveis, nem contatos mecânicos, não ocorrem centelhas, nem trepidações, exigem manutenções com menor frequência, têm maior vida operacional, são mais seguras, pequenas e leves. Além disso, elas são controladas eletronicamente, o que pode ser feito à distância com alta confiabilidade.

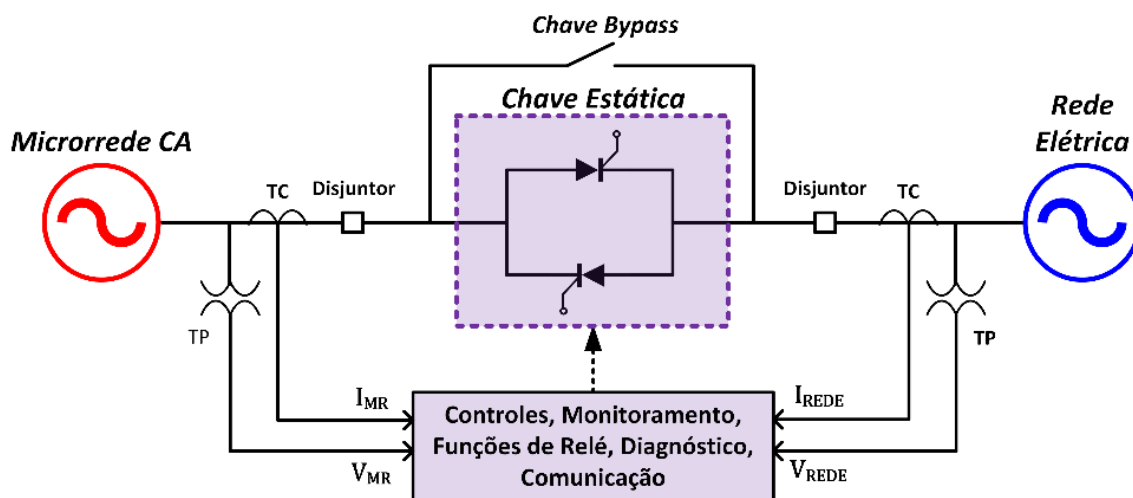
A transição de modo conectado à rede para ilhado deve ser extremamente rápida para conservar os equipamentos da microrrede e da distribuição e dar segurança aos usuários, particularmente se ela for não-planejada, pois é decorrente de falha em um dos dois sistemas. No momento de conexão à rede, a exigência na presteza com que a chave deverá atuar é menor, visto ser uma operação programada. Não obstante, melhor será se o tempo de fechamento da chave for reduzido para que a probabilidade de falhas na sincronização e transitórios elevados diminuam. Disjuntores típicos podem levar de 20 a 100 *ms* para responder. As chaves estáticas baseadas em tiristores *Silicon Controlled Rectifier* (SCR), por outro lado, respondem em um quarto (4,167 *ms*) até meio (8,33 *ms*) ciclo de tempo e em torno de 100  $\mu s$  se forem formadas por *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) [127]. Nota-se que a atuação das chaves estáticas é quase imediata. Nesta velocidade, a transição é imperceptível para as cargas, propiciando à microrrede transferência entre modos a todo instante estabelecido e não apenas em circunstâncias críticas ou emergenciais. É uma melhora substancial em flexibilidade e confiabilidade.

Dentre as opções, a chave estática com SCR tem sido a escolhida por suportar potências altas, ter baixo custo, sobrecarga menor e trabalhar em intervalos de tempo que atendem às necessidades das microrredes para conexão à rede. A chave estática em si é composta por dois tiristores SCR em anti-paralelo. Seu esquema completo está ilustrado na Figura 3.4. Integra ao

seu corpo uma chave mecânica *bypass* em paralelo e disjuntores em série, cuja função é isolar as chaves semicondutoras quando ocorrem falhas internas, permitindo manutenção e proteção de retaguarda. Para inibir sobretensões e sobrecorrentes nos tiristores são empregados, respectivamente, circuitos *snubber* RC ou varistores em paralelo e proteção digital via sinais de sobrecorrente que abrem as chaves semicondutoras ou fusíveis rápidos em série [128].

Esta é a parte física central da chave estática. Ela ainda deve abarcar medição em ambos os lados, feita por transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC). O resultado poderá ser processado por um DSP agregado com responsabilidade de exercer funções de relé, comunicação, controle, monitoramento e diagnóstico [20]. Ao mensurar tensão, corrente e frequência da microrrede e da rede elétrica, uma análise contínua deve ser feita e decisões tomadas em questões de faltas internas e externas, qualidade da energia e sincronização. O diagnóstico e a atuação devem ser criteriosos com segurança, confiabilidade e previsibilidade para que não se façam aberturas ou fechamentos da chave de interconexão desnecessariamente, repetidas vezes ou momentaneamente [129].

Figura 3.4 - Diagrama da chave estática de interconexão para microrrede.

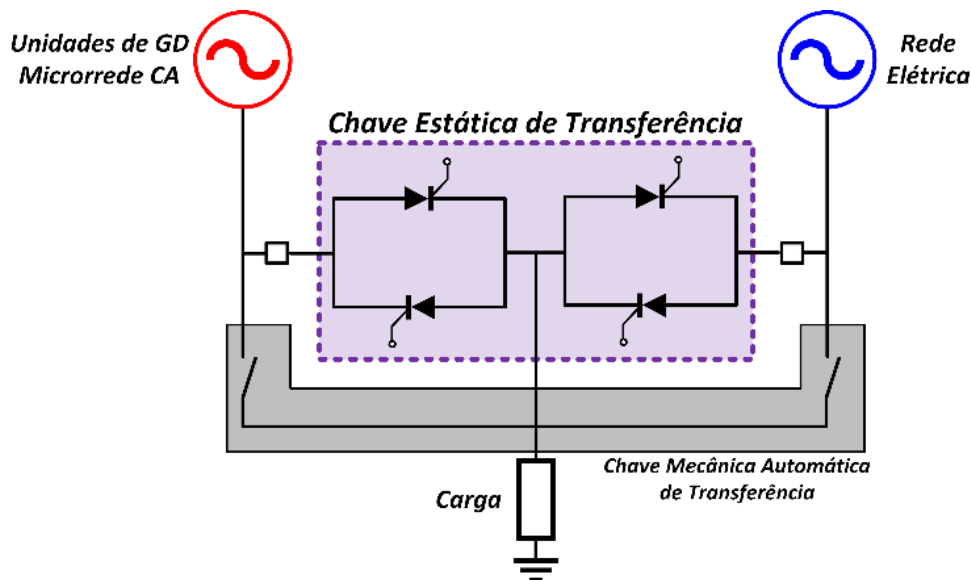


Fonte: Adaptado de [127] e [128].

Uma alternativa à chave estática de interconexão é a de transferência [75], [130]. Esta tecnologia agrega flexibilidade e confiabilidade, permitindo que o consumo não seja interrompido por trocar, automaticamente e como desejado, a alimentação entre a microrrede e a rede elétrica, além de fazer a conexão entre elas. Ela será válida somente quando as unidades de GD puderem ser separadas das cargas. Com falha em todas as fontes de GD na microrrede, o suprimento de energia elétrica virá unicamente da distribuição. A diferença em sua construção em relação à de interconexão é que ela usa um par de tiristores em anti-paralelo para microrrede

até a carga e outro para a rede elétrica, como é mostrado na Figura 3.5. O restante de seu circuito é similar ao da chave estática de interconexão, a menos de suas particularidades.

Figura 3.5 - Diagrama simplificado da chave estática de transferência para microrrede.



Fonte: Adaptado de [130].

### 3.4 Estado da Arte dos Métodos de Controle da Conexão de Microrredes à Rede Elétrica

As propostas de estratégias de controle para conexão da microrrede à rede elétrica e para transferência entre modos são encontradas em menor número na literatura do que as que conduzem o modo ilhado. Existem algumas explicações plausíveis para isso. A primeira é histórica. Como visto no primeiro capítulo, as microrredes modernas são tecnologias recentes que envolvem componentes de última geração. Os sistemas UPS distribuídos, entretanto, antecederam as microrredes e puderam delinear o que seriam as técnicas de controle do modo ilhado. A segunda é consequência da realidade da aplicação. As microrredes são mais demandadas em áreas onde ainda não se tem acesso à eletricidade. Os projetos em andamento pelo mundo são, em sua maioria, de microrredes remotas e de comunidades isoladas, exclusivamente ilhadas. A terceira é por reservas operacionais. Dificuldades maiores são inerentes à transição e à conexão à rede elétrica, já que, pelos requisitos mencionados, a sensibilidade e a chance de problemas são maiores com: alteração de controles, coordenação de múltiplas unidades, dependência parcial de comunicação, possíveis ocorrências de transitórios

e erros de sincronização, dentre outros. Por fim, deve ser destacada a oposição de distribuidoras e concessionárias que, por terem conquistado ao longo dos anos índices elevados de qualidade da energia e confiabilidade, além de lucros, estarão céticas quanto à entrada segura de sistemas complexos como as microrredes nas redes elétricas. Mais ainda: podendo transitar livremente entre modos e controlar os fluxos de potência. Nesta seção, uma revisão é apresentada para os métodos de controle para conexão, sincronização e transferência entre modos de uma microrrede a uma rede elétrica. São salientados aspectos positivos e negativos de cada um, elucidando como deve se proceder na proposição de uma técnica de controle para estas tarefas.

Assim como para o modo ilhado, as técnicas de controle para conexão à rede podem ser divididas naquelas que se baseiam no método de controle *droop* e naquelas que fazem uso de outros meios. A revisão se inicia por estas últimas. O trabalho [131] usa método “mestre-escravo”. Esta técnica, já citada no capítulo anterior, tem como princípio que um inversor, a unidade mestre, é controlada por tensão (VCM) e o restante é controlada por corrente (VCM) direcionada pela primeira. Esta estratégia é aplicada nesta ocasião não só no modo ilhado, como na transição para modo conectado à rede. Com a microrrede conectada, todos os conversores passam a ser unidades CCM sincronizadas com a rede via PLL. Para se fazer a sincronização e transição suave, o inversor mestre, que tem comunicação com a chave de interconexão, deve ter seus valores de tensão, frequência e fase atualizados gradativamente com PLL para se igualarem com os da rede. No fim do processo, a chave é fechada e a unidade mestre também passa a trabalhar como CCM. As desvantagens próprias da técnica “mestre-escravo” persistem, com baixa confiabilidade por se depender crucialmente de um único elemento, agora inclusive para conexão à rede.

Os autores de [132] propõem usar dois controladores no inversor, um de tensão e um de corrente, que devem ser ajustados para cada modo de operação. Não há, no entanto, troca entre os dois controladores, somente são alteradas as referências, o que permite transições suaves. Na conexão com a rede, o controlador de tensão é usado para compensar a corrente do capacitor e o controlador de corrente opera sobre a potência injetada na rede. No modo ilhado, o primeiro controlador regula a tensão de saída e a referência do segundo é zerada, tornando-o inativo. Na transferência de modo ilhado para conectado à rede é primeiro feito ajuste sobre a tensão de referência para se igualar com a da rede em frequência e em fase. Quando isso ocorre, a referência é substituída pela própria tensão da rede. A tensão da carga será igual à da rede e a chave poderá ser fechada. A corrente é controlada lentamente para o valor esperado. No caso contrário, a referência de corrente deve ser reduzida a zero na passagem por zero da corrente

da rede. A chave deverá abrir. A referência de tensão deve ser sincronizada com a da rede e voltar ao sinal de modo ilhado na passagem por zero da tensão da rede. A proposta e os resultados são muito específicos para um inversor apenas com carga emergencial acoplada e não múltiplos inversores (em paralelo) e cargas formando uma microrrede completa, controlável e coordenada.

Os conversores da microrrede de [133] são “sincronversores” (“*synchronverters*”) modificados. O esquema de controle é o mesmo nos dois modos de operação, o que leva a transições suaves sem reconfigurações. No lugar de se ter malhas de tensão e de corrente tradicionais, os controladores envolvem variáveis de ângulo, de frequência e de potência (torque) que são obtidas e empregadas no próprio modelo não-linear do “sincronversor”. Foi desenvolvido um estabilizador não-linear para reduzir os impactos de grandes variações, tais como na conexão à rede, entrada em ilhamento ou mudanças de carga. A modelagem completa pode ser vista no artigo e não será detalhada aqui. Além da complexidade dos controles pelos vários cálculos, medições e a não-linearidade, os próprios autores dizem que existem questões em aberto sobre o uso de “sincronversores”.

A microrrede de [134] é bastante particular, contendo um gerador a diesel e um sistema fotovoltaico como fontes. Ela funciona nos dois modos com transições suaves. O sistema fotovoltaico é capaz de operar com MPPT e tem seu controle feito por modo deslizante de segunda ordem. O sistema completo ainda abarca três malhas de ajuste de controle: a de tensão de barramento CC, que define a tensão de referência para o arranjo fotovoltaico, a de corrente, para determinar a produção de potência reativa e atuar na tensão (para o conversor fotovoltaico), e a de potência mecânica, atrelada ao gerador a diesel de forma a regular a frequência corretamente na microrrede. A maior das limitações desta técnica de controle é por ser feita para uma situação única de microrrede, que é aquela formada por sistema fotovoltaico e gerador a diesel. Os próprios autores trazem à tona outras. A necessidade das duas fontes estarem próximas, sem verificação com comunicação se estiverem distantes, é uma. O conversor fotovoltaico obrigatoriamente controlar a potência reativa e aumentar o uso de sua capacidade (se as fontes estivessem em barramentos diferentes, cada um deveria ter seu controle) é outra. A falta de estudos para múltiplas máquinas é uma terceira. Por fim, são limitações ainda a ausência de testes do sistema em diferentes escalas e variações e a transformação imperativa dos controles na inclusão de novas fontes renováveis na microrrede.

No trabalho [135], um inversor de conexão *smart grid* é elaborado para aplicações em fontes de microrrede. Tem-se, adicionalmente, um controlador unificado que permite a sincronização e a transição entre modos. Por isso, controladores de tensão e de corrente são integrados juntos, com troca rápida entre os dois, dependendo se a microrrede está no modo ilhado ou conectado, respectivamente. Transformadas de Clarke e de Park permitem a manipulação de sinais medidos  $dq$  da microrrede e da rede que configuram o algoritmo de transição. Uma técnica PLL auxilia na sincronização. Na visão dos autores, cada microrrede conectada à rede precisa de um conversor próprio para fazer interface entre ela e a rede. Carece à proposta a análise de várias unidades de GD em paralelo e em coordenação com a técnica de controle. Os resultados podem ser diferentes neste caso. A troca completa dos controladores pode ser um problema na transição.

O último método de controle que não se repousa nas relações *droop* é de [136]. Ele é formado não somente pela estratégia de controle em si, como por um equipamento físico completo chamado condicionador unificado de qualidade da energia, que é ligado entre o restante da microrrede e a rede. É este dispositivo que faz a detecção de ilhamento, a conexão e a sincronização da microrrede (chamados controles secundários). Faz isso medindo em seus terminais as tensões dos dois lados, da microrrede e da rede. Ele monitora as condições do sistema elétrico e compara com determinados limites para exercer a primeira função e reduz as diferenças de fase e de frequência de tensão entre as unidades de GD e a rede para as duas últimas. O fluxo de potências é controlado entre a microrrede e a rede pelo condicionador, que tem partes em série e em paralelo, e faz qualquer compensação de potências não-ativas, isto é, reativa e distorcida, para que as fontes de GD entreguem apenas potência ativa. Qualquer falha no condicionador pode colocar toda a microrrede em colapso. Não existe, assim, grande confiabilidade. Outras desvantagens são o custo elevado acrescentado à microrrede com a instalação de um equipamento como este e a baixa flexibilidade que limita em sua capacidade nominal e em processamento a integração de mais fontes na microrrede.

Resta analisar os trabalhos que têm o método de controle *droop* como fundamento. Em [137] e [138], são aplicadas três relações de *droop*: potência reativa e tensão ( $Q \times E$ ), potência ativa e frequência ( $P \times \omega$ ) e fluxo de alimentadores e frequência ( $F \times \omega$ ). A primeira se relaciona com a regulação da tensão e não tem grande impacto na conexão com a rede, mas está presente em qualquer unidade de GD. Já as outras duas podem ser escolhidas para tarefas diferentes de cada fonte de GD. A relação de inclinação negativa  $P \times \omega$  faz com que as tecnologias que a empreguem possam arrastar a curva verticalmente com pequenas mudanças de frequência, o

que leva à importação ou exportação de potência ativa da rede para variações das cargas da microrrede. Por outro lado, aqueles que incorporam a curva de inclinação positiva  $Fx\omega$  controlam o fluxo dos alimentadores por deslocamentos horizontais para que a rede enxergue a microrrede como uma carga constante e todo o consumo interno seja suprido apenas pelas próprias fontes da microrrede. A arquitetura da microrrede é relevante nesta última configuração de controle. Os autores não detalham sincronização ou transferência suave. O controle do fluxo de potência reativa na conexão com a rede não é mencionado.

Um sistema similar é apresentado em [110] pelo uso da relação de *droop*  $Px\omega$ . O compartilhamento dinâmico de potência, como denominam os autores, modifica a frequência causando deslocamentos verticais na curva  $Px\omega$ . Os incrementos e decrementos de frequência são resultados de um compensador PI que recebe a diferença entre a potência ativa produzida pelo conversor e aquela de referência desejada, que depende da demanda. Esta técnica pode ser aplicada para fazer a conexão da microrrede com a rede. Se a frequência da microrrede for menor que a da rede e a carga está constante na conexão, iniciando a sincronização as referências são aumentadas até que a frequência da microrrede ultrapasse a da rede. A diferença das frequências faz com que a de fase entre as duas seja reduzida até ser nula, momento em que a chave de interconexão deve ser fechada. A referência de frequência deve ser trocada para aquela da rede e o esquema de compartilhamento de potência deve ser ajustado para trabalhar com a rede. Os autores afirmam que o princípio pode ser replicado para potência reativa e tensão, mas não o demonstra. Um problema deste método é a ação indireta na potência ativa pela frequência e a necessidade de alterá-la, o que pode gerar erros ou levar a impactos negativos por desvios quaisquer, principalmente no momento de sincronização.

No trabalho [101], uma chave inteligente de interconexão, que conecta, desconecta e monitora constantemente seus dois lados, microrrede e rede, permite a sincronização entre as duas enviando sinais de referências para as unidades de GD. No entanto, a técnica de sincronização não é detalhada. Quando conectada, a microrrede, que usa o método de controle *droop* convencional em suas tecnologias de GD, pode ter o fluxo de potências controlado com a rede. Para isso, pequenas adições ou subtrações, dadas por controladores PI lentos para as capacidades disponíveis e em função das potências medidas da rede, são feitas nas potências de equilíbrio das equações de *droop*.

Em [26], [35] e [36], o controle de conexão da microrrede com a rede é elaborado sob a perspectiva hierárquica. O controle primário, que está relacionado com o modo ilhado, é feito

exclusivamente pelo método de controle *droop* convencional e impedância virtual quando preciso. O controle secundário é responsável pela restauração e compensação dos sinais de frequência e de amplitude de tensão dos conversores, esteja a microrrede ilhada ou não, e pela sincronização. Erros de frequência e de tensão são processados por compensadores PI a partir das medidas e das referências desejadas destas variáveis e enviados para as unidades de GD para eliminar desvios. Ainda neste nível de controle, um termo adicional de frequência  $\Delta\omega$  é usado para sincronização entre a microrrede e a rede. Ele é obtido por uma espécie de PLL muito similar ao PLL Clássico entre os dois sistemas que gera o sinal  $\Delta\omega$ . O controle terciário trabalha com o controle das potências trocadas entre microrrede e rede. Com controladores PI aplicados para os erros entre as potências medidas e aquelas requisitadas, são definidas novas referências de frequência e de amplitude de tensão. O que cada inversor vai produzir é consequência daquilo que será injetado ou extraído da rede pela microrrede. Com isso, quando no modo conectado à rede, “o fluxo de potência é controlado com ajustes da frequência (mudança de fase no regime permanente) e da amplitude da tensão dentro da microrrede” [26]. Em outras palavras, as potências são controladas por meio de deslocamentos verticais nas curvas  $P \times \omega$  e  $Q \times E$  concernentes advindos de controladores PI. Uma desvantagem nesta técnica é que no fluxo de potências com a rede não é indicado se as particularidades de cada unidade são levadas em conta, sendo o controle feito para a microrrede inteira e não individualmente. Esta é uma questão relevante, uma vez que as fontes de uma microrrede podem ter capacidades, comportamentos, custos e impactos ambientais distintos entre si. Permitir controles individuais dos conversores da microrrede ao mesmo tempo em que se controla o fluxo total de potências entre ela e rede de distribuição é importante para otimização.

Um controle hierárquico é estabelecido por [112] e [113] para modos ilhado, conectado à rede e transição suave entre eles. O nível primário é formado somente pelo método de controle *droop* convencional. O secundário envolve regulações de frequência e tensão por consenso. O controle terciário supervisor, finalmente, determina os sinais de compensação de frequência  $\Delta\omega$  e de tensão  $\Delta E$  que são emitidos ao controle secundário de acordo com cada modo de operação. Para qualquer caso, compensadores PI são aplicados em suas respectivas malhas de controle. Em modo ilhado, estes valores são dados para correção dos erros de frequência e de tensão decorrentes das curvas *droop* para retorno a seus valores nominais. No modo conectado à rede, eles servem para controlar o fluxo de potências injetadas na rede pela microrrede a partir dos erros entre aquelas medidas e calculadas em tempo real e as referências escolhidas. Por fim,

os sinais de compensação para sincronização ativa se devem à anulação do produto e da diferença das tensões dos dois lados da chave de interconexão para, respectivamente,  $\Delta\omega$  e  $\Delta E$ .

Uma arquitetura hierárquica é, da mesma maneira, utilizada por [109]. Os controladores, contudo, são unificados no controle primário para os dois modos de operação da microrrede. Relações de *droop*  $P \times \theta$  e  $Q \times E$  modificadas por diferentes compensadores permitem a execução de tais funções. Um controlador central e a chave de interconexão gerenciam toda a microrrede. Os controles secundários fazem restauração de tensão e de frequência e condicionam a entrada na rede. A sincronização é feita reduzindo a diferença de ângulo das tensões de microrrede e rede sendo medidos desvios por PLL, que, por sua vez, são adicionados à malha de restauração da frequência. Dependendo da situação, os resultados mostram que a transição não é imperceptível. Os próprios autores dizem que um limitador de corrente deve ser introduzido nos inversores quando acontecem faltas, pois seus níveis podem ser elevados devido à própria estrutura de controle proposta.

Os autores de [139] elaboraram um sistema de estimativa de impedância da rede que permite a adaptação dos parâmetros do método de controle *droop* para se fazer transferência suave entre modos e controle apropriado do fluxo de potências. A detecção de ilhamento é igualmente uma consequência de variações nas estimativas da impedância da rede. Como mudanças nos parâmetros da rede afetam os controles, um atraso deve ser adotado para evitá-las e trabalhar somente com dados de regime permanente, o que acarreta em um compromisso entre um erro no tempo ou na atuação do sistema. A proposta foi testada com um único inversor e não múltiplos em paralelo.

O método de controle *droop* convencional é empregado no modo ilhado de [140]. No modo conectado, os inversores trabalham como fontes de corrente convencionais. A sincronização deve ocorrer na transição do modo ilhado para o conectado à rede. Os autores propõem-na em duas etapas sequenciais e separadas, uma de sincronização de frequência e outra de fase. Ambas são realizadas com adição de desvios de frequência nas relações de *droop* por compensadores PI e medições por técnicas PLL de um controlador central. Para transição suave, a chave fecha para cruzamento de zero da tensão após o fim da sincronização completa. A sincronização de fase é reativada em qualquer momento em que diferenças nestas variáveis forem presenciadas. Esta é uma grave dificuldade da técnica, porque impede a troca de potência ativa entre microrrede e rede que depende da própria diferença de fase entre os dois sistemas. A detecção por passagem de zero da tensão é problemática, haja vista que pode ser uma

sinalização errônea para fechamento da chave, como em redes distorcidas, e causar distúrbios elevados na conexão.

Uma vez mais o método de controle *droop* convencional é adotado em técnica proposta por [141] para modo ilhado. Um outro controlador de tensão somado a um sistema de sincronização com PLL e integrados com as relações de *droop* permitem o modo conectado à rede. A referência do controlador de tensão pode ser das equações de *droop* ou de medições da rede, dependendo do modo de operação. Técnicas de anti-ilhamento determinam a desconexão da microrrede da rede. É mais um caso de proposta testada somente em um único inversor e não vários operando em paralelo como ocorre em uma microrrede. Os transitórios de tensão são expressivos para os resultados experimentais na conexão.

Apesar das soluções propostas na literatura terem resultados satisfatórios, elas são caracterizadas por uma ou mais desvantagens que divergem dos requisitos básicos do modo de conexão de uma microrrede a uma rede elétrica de distribuição. De forma geral, a maioria dos sistemas de controle possuem um alto nível de complexidade. Muitos não foram testados para múltiplas unidades de GD com conversores em paralelo e, portanto, não se pode garantir resultados adequados para microrredes. Em alguns, as variações e os transitórios na sincronização e/ou na transição entre modos não são pequenos como esperado. Imprecisões que causam perturbações e instabilidade são casualmente encontradas. Nos sistemas de controle que não têm o método de controle *droop* como apoio, os problemas que se pode deparar são o desenvolvimento da técnica para sistemas muito específicos, a falta de adaptação de determinados métodos para alterações nas configurações da microrrede, a adição de equipamentos de elevado custo para funcionamento, a baixa confiabilidade e a troca de controladores que podem propiciar distúrbios de operação. Já para as técnicas de controle que se embasam nas relações de *droop* são percebidas outras dificuldades. O controle indireto de potências por meio de variações na frequência e na amplitude da tensão podem decorrer em erros e problemas de operação na microrrede. O uso de muitos compensadores PI pode aumentar a complexidade dos sistemas e deixar a dinâmica lenta. Em estratégias que usam estrutura hierárquica, os controles para sincronização e conexão à rede podem ter processamento em dois níveis: no terciário para definição de referências ou criação de sinais de compensação e no secundário para restauração e atuação propriamente dita do controle.

### 3.5 Controle para Conexão da Microrrede à Rede Elétrica

Diante do que foi exposto sobre as principais publicações para técnicas de conexão de microrredes à rede elétrica e tendo em vista os requisitos necessários para se fazer sincronização ativa, transferência suave entre modos e ter controle para toda a microrrede e individualizado por conversor do fluxo de potências, um método de controle é proposto neste trabalho. Ele será detalhado nesta seção e resultados de simulação são exibidos na próxima.

O método de controle, elaborado para inversores formadores de rede (*grid-forming*) ou controlados como fontes de tensão (VCM) para microrredes CA, é dividido em três etapas, uma para cada um dos dois modos e uma para sincronização ativa e transição suave entre eles. Como o modo ilhado dispensa sincronização e os conversores trabalham por seus próprios controles e meios, a transferência de modo conectado à rede para ele pode ser direta. No modo ilhado, o método de controle *droop* convencional, explorado e detalhado anteriormente, é adotado e apenas suas equações são lembradas do segundo capítulo:

$$\omega = \omega_0 - k_p(P - P_0) \quad (3.1)$$

$$E = E_0 - k_q(Q - Q_0) \quad (3.2)$$

Um controlador central faz parte do método de controle, sendo responsável por dar inteligência ao sistema, monitorando, fazendo cálculos, tomando decisões, otimizando processos e transmitindo os sinais necessários para a operação geral. Ele não é, porém, um equipamento robusto adicional, é tão somente um dispositivo que receberá e enviará informações e fará processamentos com eles. Ou seja, é um programa com *hardware* para entrada e saída de dados, como um DSP. O controlador central pode ser agregado a qualquer outro componente da microrrede, mas que, por posição estratégica, é integrado de preferência à chave estática de interconexão (algo comum de se fazer como relatado na seção 3.3 do presente trabalho).

A conexão da microrrede à rede será iniciada por um sinal de comando ativado manual ou automaticamente e por diferentes razões. Todavia, para qualquer uma das situações, as condições da rede de distribuição são analisadas pelo sistema e, se forem inapropriadas pelo que foi determinado previamente por um projetista em termos de segurança, confiabilidade e qualidade da energia, a microrrede ficará impedida de se conectar e continuará ilhada. Se, por outro lado, elas forem satisfatórias, então o procedimento poderá começar e o sinal de comando

será enviado para todas as unidades de GD, além da chave de interconexão, permitindo a sincronização e transição de modos. Os motivos para a conexão são inúmeros e dependerão somente daquilo que é acordado entre os membros da microrrede e a concessionária da rede de distribuição. Ela pode ser para compra e venda de energia elétrica, provimento de serviços ancilares, melhora na qualidade da energia, aprimoramento de índices ambientais, etc.

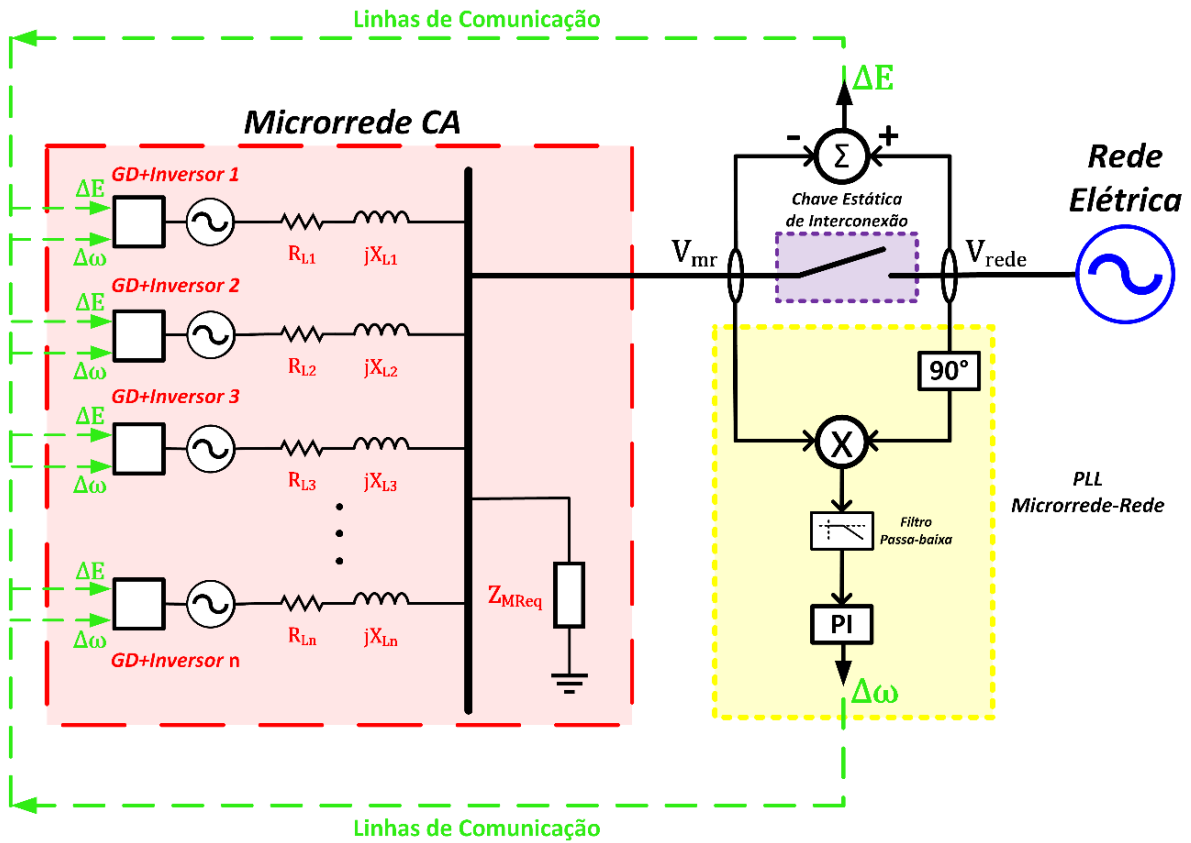
Destaca-se a necessidade de uso de linhas de comunicação, tanto para esta etapa de sincronização e transferência, quanto para o modo conectado à rede. No modo ilhado, entretanto, como se aplica o método de controle *droop* convencional, a comunicação pode ser totalmente dispensada. Por isso mesmo, o sistema de controle tem uma alta confiabilidade. Acontecendo falhas no controlador central, na chave de interconexão ou nas linhas de comunicação, as fontes de GD serão sensibilizadas e a microrrede poderá ser desconectada e dar continuidade ao seu funcionamento no modo ilhado.

Dadas estas explicações preliminares, passa-se à apresentação da segunda etapa da técnica de controle, ilustrada na Figura 3.6, que trata da sincronização ativa e da transição suave. O controlador central, unido à chave de interconexão, recebe medições de tensões da microrrede ( $v_{mr}$ ) e da rede elétrica ( $v_{rede}$ ). Para sincronização ativa, uma técnica PLL entre microrrede e rede, nomeada “PLL Microrrede-Rede”, é utilizada. Ela funciona como o PLL Clássico e sua estrutura é similar ao que se tem em [26] e outros trabalhos. É feito o produto da tensão instantânea  $v_{mr}$  e do sinal instantâneo em quadratura de  $v_{rede}$ . O resultado da multiplicação passa por um filtro passa-baixa e um compensador PI, que produzem a diferença de frequências  $\Delta\omega$ , que é repassada para todos os conversores e é adicionada ao termo  $\omega_0$  na equação de *droop*  $P \times \omega$  (3.1). Para a tensão, é distribuída para os inversores e somada ao termo  $E_0$  na equação de *droop*  $Q \times E$  (3.2), a diferença calculada de amplitudes de tensão  $\Delta E$  entre a medida da rede e da microrrede no seu próprio barramento. As equações resultantes da segunda etapa são dadas, portanto, por (3.3) e (3.4). O que se está fazendo durante esta segunda etapa de sincronização e transição é simplesmente deslocar as curvas de *droop* verticalmente até que os sinais de tensão da microrrede sejam iguais ao da rede elétrica em frequência, fase e amplitude para as potências  $P_0$  e  $Q_0$ , conforme mostra a Figura 3.7.

$$\omega = (\omega_0 + \Delta\omega) - k_p(P - P_0) \quad (3.3)$$

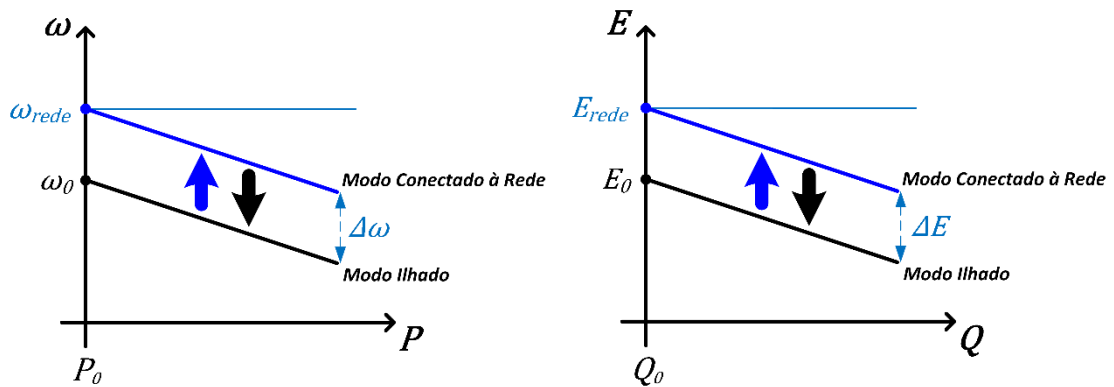
$$E = (E_0 + \Delta E) - k_q(Q - Q_0) \quad (3.4)$$

Figura 3.6 - Segunda etapa do método de controle para conexão da microrrede à rede com sincronização ativa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3.7 - Curvas de *droop* na segunda etapa do método de controle para conexão da microrrede à rede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como qualquer técnica PLL (incluindo a “PLL Microrrede-Rede”) é um sistema realimentado que funciona variando a frequência do sinal que se deseja sincronizar em relação ao de referência por meio de  $\Delta\omega$  até que as fases estejam atracadas, a sincronização pode ser considerada finalizada em frequência e em fase observando apenas a diferença de frequências

se tornando nula, sendo a anulação da diferença de fase consequência natural. Assim sendo, as frequências e as amplitudes de tensão da microrrede e da rede são comparadas no controlador central durante o processo e, quando as diferenças entre elas for mínima (valor determinado pelo projetista, mas que claramente deve ser muito pequeno) por tempo suficiente (idem), um sinal é transmitido para todas as unidades de GD e para a chave de interconexão confirmando a finalização da sincronização.

Um ponto a ser notado sobre a transição suave é a influência da impedância da linha do lado da rede. Seu maior impacto está nos transitórios de corrente, resultantes do fechamento da chave entre a microrrede e a rede, e pelo consequente fluxo imediato de potências que pode passar a existir entre os dois sistemas e a carga local. Mesmo que a impedância seja nula, estes transitórios ainda serão muito pequenos e rápidos se a segunda etapa for seguida à risca, principalmente quando a rede elétrica trabalha próxima da condição nominal. Valores típicos de linhas de distribuição serão suficientes para mitigar e mesmo extinguir tais transitórios. Se a exigência for grande e não se pode ter nenhum transitório, uma impedância pequena permanente em série com a chave de interconexão resolve o problema, mas causa perdas. Uma opção pode ser uma espécie de sistema *soft-starter* que insere a impedância por apenas alguns milissegundos durante o fechamento da chave na transição e a retira quando o processo acaba.

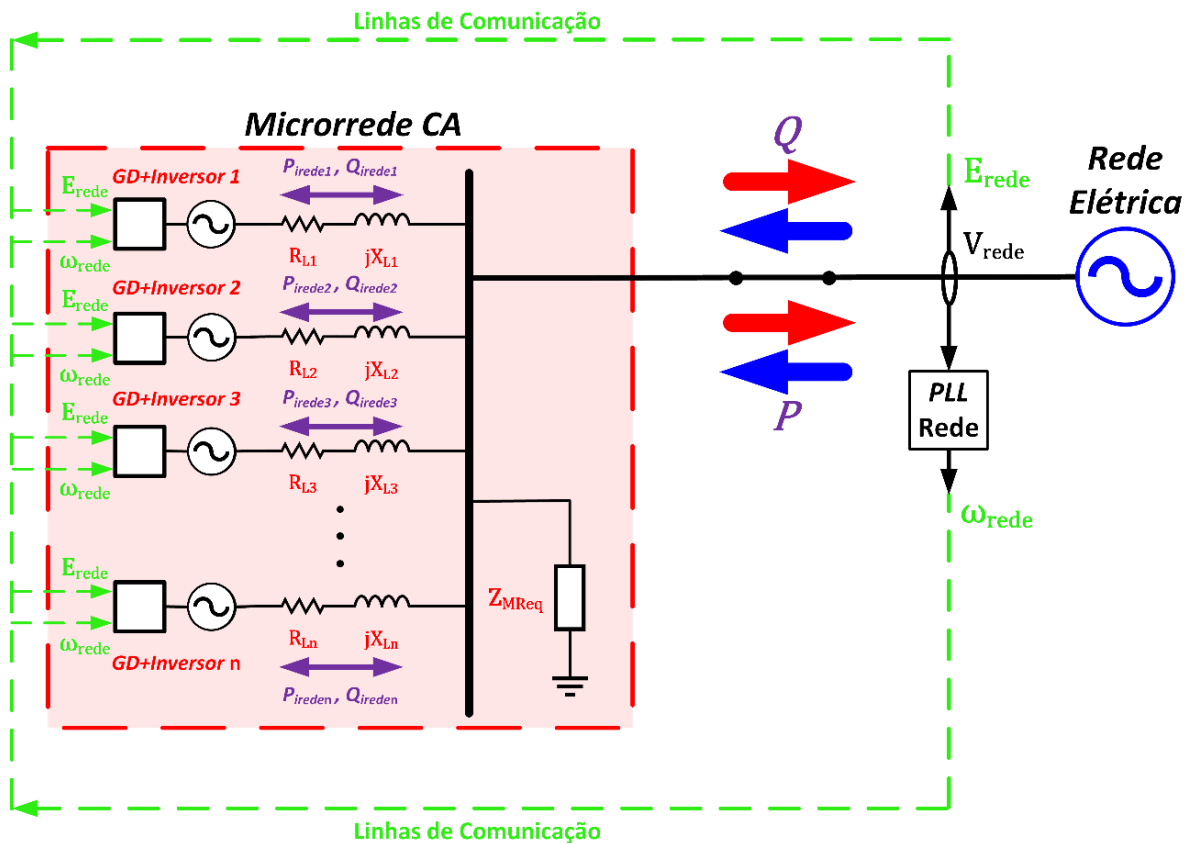
No fim da segunda etapa, a chave é fechada, a transição ocorre, os dois sistemas entram em conexão e o método de controle passa para sua terceira etapa, vista em diagrama na Figura 3.8. Nela, as equações de *droop* são mais uma vez modificadas para que se possa ter agora o controle completo sobre o fluxo de potências dos conversores e entre a microrrede e a rede. A frequência de referência  $\omega_0$  é substituída pela frequência da rede  $\omega_{rede}$  medida por um PLL exclusivo, chamado “PLL Rede”, que pode estar incorporado no controlador central e é executado digitalmente. Para se ter precisão nos valores, baixa oscilação e rapidez, o “PLL Rede” é formado por uma técnica SOGI-PLL aplicada na tensão  $v_{rede}$ . De forma análoga, a tensão de referência  $E_0$  se torna a amplitude de tensão da rede medida  $E_{rede}$ . Estes sinais são enviados para todos os inversores.

Para se ter o controle completo do fluxo de potências das unidades de GD no modo conectado à rede, as potências de referência  $P_0$  e  $Q_0$  são substituídas, respectivamente, por  $P_{ired}$  e  $Q_{ired}^*$ . O resultado final é dado pelas seguintes equações:

$$\omega = \omega_{rede} - k_p(P - P_{ired}) \quad (3.5)$$

$$E = E_{rede} - k_q(Q - Q_{ired}^*) \quad (3.6)$$

Figura 3.8 - Terceira etapa do método de controle para conexão da microrrede à rede com controle do fluxo de potências.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O termo  $P_{irrede}$  da equação (3.5) é exatamente o valor numérico de potência ativa que se quer produzir pelo inversor individualmente quando a microrrede está conectada à rede. O que se faz é variar as correntes de cada conversor. Como o controlador central está constantemente fazendo medições, ele pode ser responsável por definir quanto será produzido por cada unidade e, assim, a quantidade ótima e desejável para importação e exportação com a rede de distribuição. É fácil demonstrar porque se pode fazer o controle desta maneira. Como a frequência é fixada pela rede elétrica, um sistema forte, e ela é igual em todos os pontos da microrrede, então, tem-se que  $\omega = \omega_{rede}$  e a equação (3.5) se torna:

$$\omega_{rede} = \omega_{rede} - k_p(P - P_{ired})$$

o que implica que a potência ativa de saída do conversor é:

$$P = P_{irede}$$

O mesmo não acontece e não é tão simples para a potência reativa e a tensão. Por um lado, esta última é diferente para cada área e momento de operação da microrrede devido às quedas de tensão distintas pelas impedâncias de linhas desiguais, pelas mudanças de corrente elétrica e pelas variações de tensão da rede, mais significativas e comuns que as de frequência. Por outro lado, há sempre uma diferença de tensão entre a saída de qualquer inversor e aquela da rede e do barramento de carga da microrrede e a própria produção de potência reativa depende disso. Deste modo, não se pode utilizar como antes um valor numérico apenas na equação (3.6), pois isto causaria erros e não teria os efeitos desejados na geração de potência reativa. Como solução, aplica-se no controle o termo  $Q_{irede}^*$ , que é resultado de um controlador PI para o erro entre a potência reativa gerada  $Q$  por aquela unidade e a quantidade  $Q_{irede}$  que se quer produzir por ela particularmente quando do modo conectado à rede:

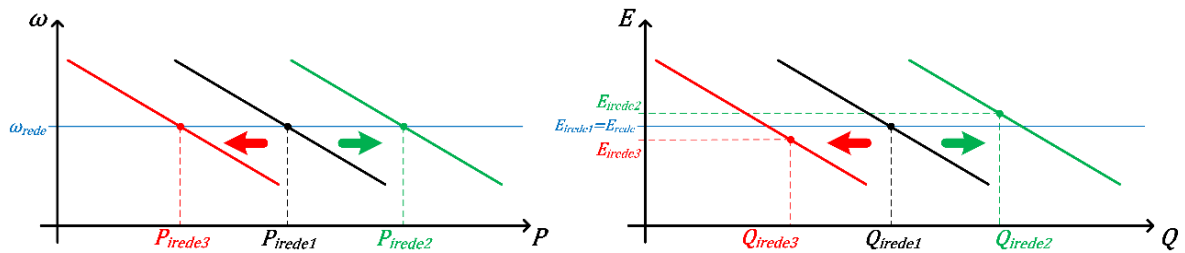
$$Q_{irede}^* = K_{pQ}(Q_{irede} - Q) + K_{iQ} \int (Q_{irede} - Q) dt \quad (3.7)$$

onde  $K_{pQ}$  e  $K_{iQ}$  são, respectivamente, os coeficientes proporcional e integral do controlador PI. Note-se que  $Q_{irede}^*$  não é a potência reativa gerada, mas um dado que deve ser empregado nos controles para que se produza efetivamente a potência reativa de valor  $Q_{irede}$ . Assim como para a potência ativa, a reativa injetada e extraída total da rede pela microrrede poderá ser determinada pelo controlador central pelo que é mensurado e calculado de forma a alcançar os objetivos gerais. Haverá, em relação à amplitude de tensão nominal da rede, um aumento ou uma redução em seu valor na saída de cada conversor para maior ou menor potência reativa gerada, respectivamente. Como os inversores normalmente encontrados no mercado suportam trabalhar com até 20% acima ou abaixo de sua tensão CA de saída nominal, um limitador pode ser definido para impedir que se ultrapasse tais faixas.

Em síntese, a terceira etapa do método permite controlar, para cada inversor da microrrede, suas potências ativa e reativa de saída. Uma unidade de GD fornecerá precisamente  $P_{irede}$  de potência ativa e  $Q_{irede}$  de potência reativa. Diferentemente de outras técnicas na literatura, a produção poderá ser determinada para cada fonte de GD individualmente no modo conectado à rede, priorizando suas particularidades e permitindo a otimização da operação da microrrede em várias frentes.

Em relação às curvas de *droop*, o que se faz desta vez é arrastá-las na horizontal, como é mostrado na Figura 3.9. Para a potência ativa, as variações serão justamente iguais aos deslocamentos horizontais feitos. Para a potência reativa, o que é produzido se dá no ponto  $Q_{irede}$  específico, mas com uma tensão de saída diferente daquela da rede  $E_{rede}$  no conversor, que é denotada por  $E_{irede}$  na Figura 3.9. Além do deslocamento na horizontal, há, ao mesmo tempo, um movimento ao longo da curva. Uma alteração positiva de potência reativa na saída do inversor leva a um aumento na tensão e a uma diminuição se o oposto se passar. Em qualquer um dos casos de potência, em relação à quantidade inicial, um deslocamento à direita significa um aumento de produção, enquanto à esquerda, uma redução. É importante ressaltar que estas variações de potência não podem ocorrer abruptamente, mas lentamente para se evitar instabilidade ou erros.

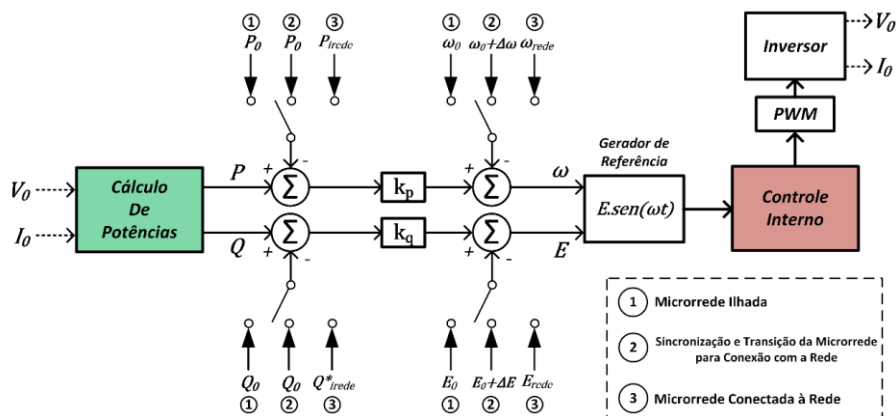
Figura 3.9 - Curvas de *droop* na terceira etapa do método de controle para conexão da microrrede à rede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O método de controle completo com suas três etapas, incluindo modo ilhado, conectado à rede e sincronização e transferência entre eles, para um inversor de uma microrrede CA é resumido na Figura 3.10.

Figura 3.10 - Método de controle em três etapas para modos ilhado, conectado à rede e sincronização ativa e transferência suave para um inversor de uma microrrede CA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Restam duas questões a serem levantadas para o método de controle. A primeira é em relação à estratégia de controle do fluxo de potências. A metodologia não será explicada por inteira aqui, porque se trata de assunto para trabalhos futuros, mas alguns pontos precisam ser esclarecidos. O controlador central recebe ininterruptamente informações sobre a microrrede e a rede elétrica. Sendo assim, com monitoração, supervisão e cálculos, ele tem autonomia para proceder automaticamente com as definições de  $P_{iredede}$  e  $Q_{iredede}$  conforme planejado ou atuar em seus valores por meio de operações externas. O que isso quer dizer? Quer dizer que, no primeiro caso, uma estrutura de ações pode ser programada para que a determinação das potências ativa e reativa das unidades de GD e, conseqüentemente, aquelas importadas e exportadas sigam diretrizes de qualidade da energia, de mercado de energia, de serviços ancilares, de otimização de processos e de atributos ambientais e sociais acordados entre usuários da microrrede e integrantes da rede de distribuição em que ela se encontra vinculada. No segundo caso, podem ser firmados pactos que permitam que operadores da rede de distribuição ou outros empenhados com o trabalho da rede elétrica tenham liberdade para indicar as potências injetadas e extraídas da microrrede visando aprimoramento de qualidade da energia e provimento de serviços ancilares, entre outros, para melhora do funcionamento de todos os sistemas. Estes acordos, conforme possíveis regulações futuras, estarão sujeitos a contrapartidas e devem ter como primazia a conservação da operação correta da microrrede e a segurança de seus membros e componentes, visto que optaram por adotar tal tecnologia pela maior confiabilidade e por decidirem com independência como será o fornecimento de energia elétrica para suas cargas.

A segunda é sobre a transição do modo conectado para o ilhado. Já se afirmou que na falha do controlador central, da chave de interconexão ou das linhas de comunicação, será configurado um ilhamento não-planejado. Se uma falta crítica ocorrer no interior da microrrede, isto é, uma falta que não possa ser completamente isolada sem que se comprometa o funcionamento dos sistemas, ou na rede elétrica, o ilhamento não-planejado deve acontecer. Isso é facilmente alcançado por intermédio do controlador central e da chave de interconexão. Com o monitoramento constante dos dois lados, um esquema de ilhamento pode ser traçado com faixas e limites de operação que são diagnosticados continuamente. Ou seja, se na microrrede ou na rede elétrica, parâmetros como amplitude da tensão, frequência e/ou fase ultrapassarem valores pré-determinados por intervalos de tempo específicos, tem-se uma indicação de falha, falta, curto-circuito ou distúrbios e a chave deverá abrir imediatamente passando a microrrede para o modo ilhado. A transição para este modo pode ser, além disso,

planejada. Anteriormente à operação, os membros da microrrede e agentes externos envolvidos, sob auspício de um especialista que a projeta e tendo sempre como premissa fundamental a segurança de pessoas, animais e equipamentos, podem propor critérios não só para a entrada da microrrede na rede de distribuição, mas também sua saída que levem em conta tanto aspectos técnicos, como qualidade da energia, quanto ambientais e sociais. Para este tipo de transferência de modo conectado à rede para ilhado é suficiente que os inversores voltem a trabalhar com o método de controle *droop* convencional após a abertura da chave e a desativação dos sinais de comando para sincronização e conexão.

### 3.6 Resultados de Simulação para Microrrede Conectada à Rede Elétrica

O método de controle proposto foi implementado e testado por meio de simulações computacionais na mesma microrrede CA radial projetada e analisada para modo ilhado no capítulo anterior com seus três conversores com fontes de GD de iguais capacidades e com impedâncias de linha de saída diferentes ligadas à carga através de um barramento único. A rede elétrica em que ela se conecta é, por compatibilidade, monofásica com valores nominais de tensão eficaz de  $127\text{ V}$  e de frequência de  $60\text{ Hz}$ . A chave estática de interconexão foi simulada como uma chave ideal que abre ou fecha instantaneamente e sem perdas ligando os dois sistemas por um comando do controlador central. São avaliadas tensões e correntes da microrrede, da rede e ainda da carga para distinguir o fluxo de potências.

Foram feitos vários testes em diferentes condições operacionais da microrrede e da rede elétrica. Os principais resultados são apresentados, descritos e discutidos, começando pelos da segunda etapa, a de sincronização ativa, dada pelas equações (3.3) e (3.4). Para demonstrar a efetividade do método, a rede elétrica foi alterada para ter parâmetros hipotéticos adversos do nominal. Embora, na realidade, tais valores não ocorram comumente, a severidade ilustrativa deles permite dizer que o método de controle consegue realizar a sincronização até mesmo em situações extremas da rede. Tendo em conta os objetivos especiais destes testes iniciais, a rede elétrica não é avaliada pelo controlador central e a microrrede pode ser sincronizada e conectada a ela, ainda que não esteja com frequência e amplitude de tensão nominais. A impedância de linha do lado da rede é uma resistência fixa com valor de  $0,2\ \Omega$ .

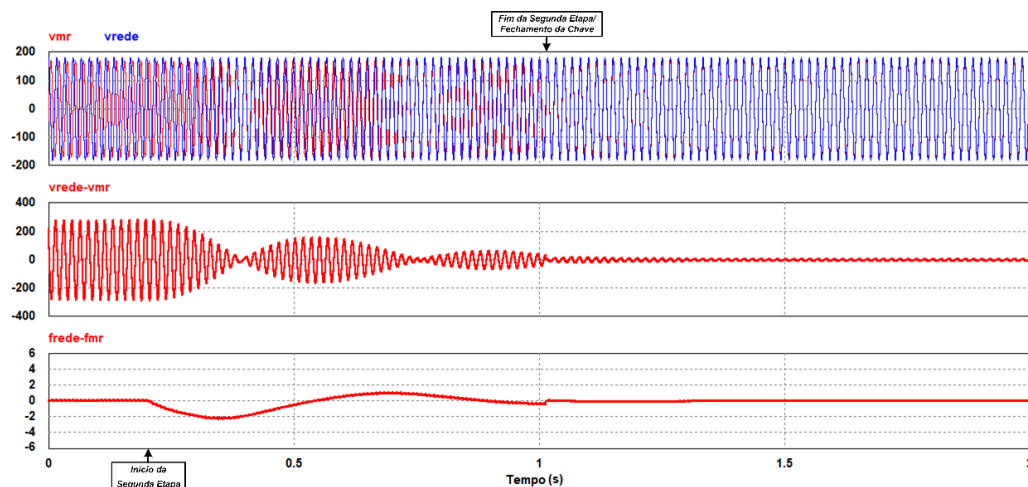
A microrrede se encontra ilhada inicialmente e funcionando normalmente. As potências ativa e reativa de equilíbrio em modo ilhado,  $P_0$  e  $Q_0$ , dos três conversores são mantidos em

2 kW e 1 kVAr, respectivamente. Estes termos serão substituídos por  $P_{irede}$  e  $Q_{irede}^*$  após ser finalizada a transferência entre modos. Ou seja, o controle do fluxo de potências poderá ser iniciado somente quando garantida a conexão depois do fechamento da chave. Isso se dá especialmente para  $Q_{irede}^*$ . Enquanto a potência ativa é um valor numérico e, assim que ocorrer a transição, valerá instantaneamente a equivalência  $P_{irede} = P_0$ , a potência reativa é produto da operação de um controlador PI e funciona com mudanças na tensão, o que poderia afetar a sincronização e a transferência suave, causando falhas na conexão. É recomendável, portanto, que seu controle seja ativado posteriormente. A troca de  $\omega_0 + \Delta\omega$  para  $\omega_{rede}$  e de  $E_0 + \Delta E$  para  $E_{rede}$  deve ocorrer imediatamente no fim da segunda etapa com o fechamento da chave.

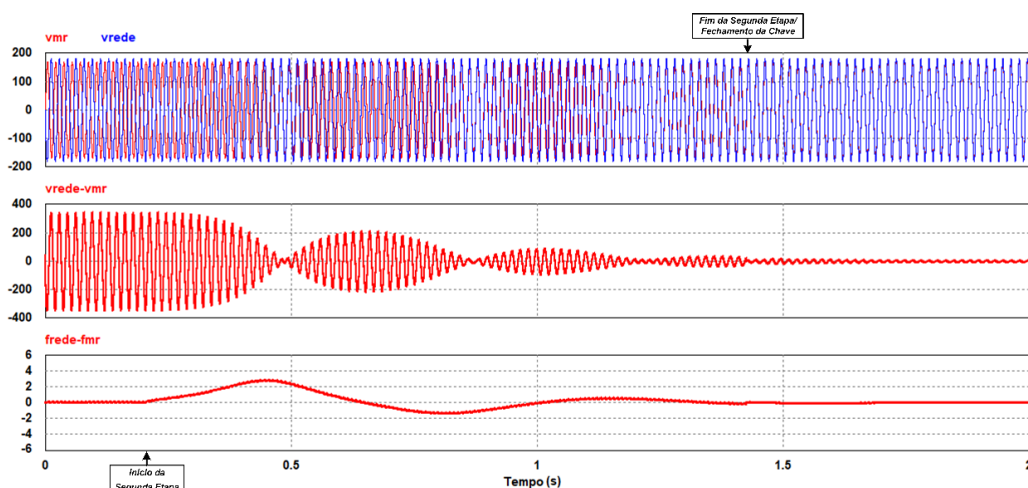
Para os resultados de sincronização ativa, a carga é resistiva de 9 kW para 127 V. As razões para se definir referências menores de potência das unidades, que têm capacidades máximas de 5 kW e 3 kVAr cada, serão esclarecidas quando se tratar dos resultados para a terceira etapa. Por essas configurações da microrrede e da carga e pelas ações do método de controle *droop*, a frequência e o valor eficaz de tensão no barramento são de, respectivamente, 59,94 Hz e 119,3 V em modo ilhado. O comando de inicialização da conexão é ativado em  $t = 0,2$  s para todos os casos simulados de segunda etapa expostos a seguir e a finalização com o fechamento da chave é indicado em cada um. Neles são mostradas as tensões instantâneas da microrrede ( $v_{mr}$ ) e da rede elétrica ( $v_{rede}$ ) em uma tela, a diferença instantânea das mesmas tensões ( $v_{rede} - v_{mr}$ ) em outra e das frequências dos dois sistemas ( $f_{rede} - f_{mr}$ ) na terceira. No final da segunda etapa, as duas ondas são coincidentes e as duas diferenças se anulam.

Primeiramente, foi verificada a segunda etapa com a rede elétrica mantendo sua frequência em 60 Hz e tensão eficaz em 127 V, mas em que ela está defasada em relação à microrrede. Estados como estes são os mais plausíveis de acontecerem, uma vez que, pela imposição de normas rigorosas e pelo sistema de distribuição ser relativamente robusto, a frequência raramente terá valor muito distante do nominal, assim como a tensão. No entanto, é improvável que microrrede e rede estejam em fase. Dessa maneira, foram testadas diferenças de fase de 90° (Figura 3.11 (a)) e 180° (Figura 3.11 (b)). Os intervalos de tempo entre o começo da sincronização pela ativação do comando até o fechamento da chave são de, respectivamente, 0,813 s e 1,226 s. Conforme a defasagem aumenta, como era de se esperar, maior é o tempo de sincronização. Porém, observa-se que, mesmo na condição mais crítica possível de 180°, o método de sincronização age correta e rapidamente.

Figura 3.11 - Resultados de operação da segunda etapa do método de controle para rede de distribuição com tensão e frequência nominais, mas diferenças de fase com a microrrede de: (a) 90°; (b) 180°.



(a)



(b)

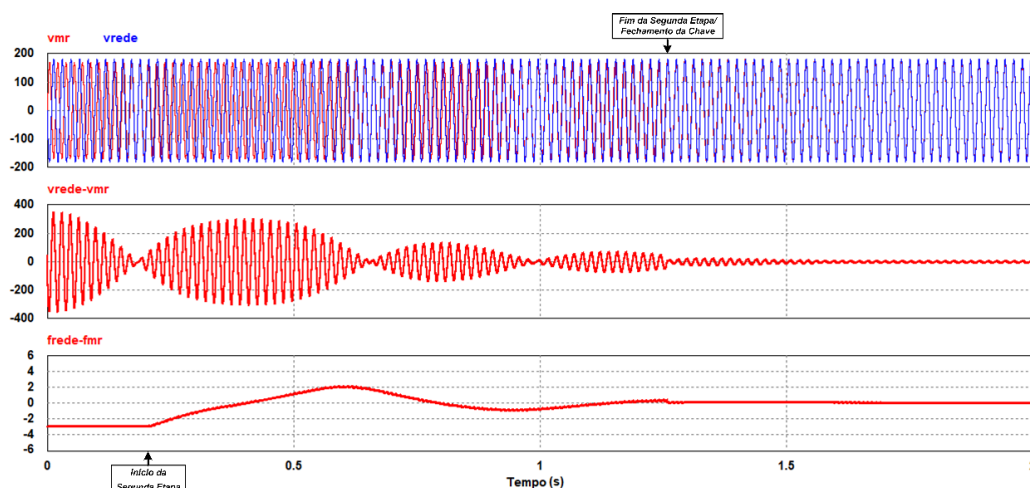
Fonte: Elaborado pelo autor.

Deve ser registrado que o sistema foi elaborado para que a sincronização seja finalizada com o fechamento da chave somente após as duas ondas estarem suficientemente próximas em frequência, fase e amplitude de tensão por determinada quantidade de tempo. É mais uma forma de garantir que a sincronização foi bem sucedida e não ocorreu por acaso, pois os sinais podem ser coincidentes antes de se encontrarem com as mesmas frequências e magnitudes de tensão. Sendo assim, o fim da sincronização e o fechamento da chave foram definidos para 5 ciclos (0,0833 s) de proximidade mínima dos sinais em todos os seus parâmetros. As frequências, ainda que inicialmente idênticas, sofrem uma divergência durante o processo da segunda etapa. Ora, este é o efeito do “PLL Microrrede-Rede” no método de controle. O termo  $\Delta\omega$  gerado é

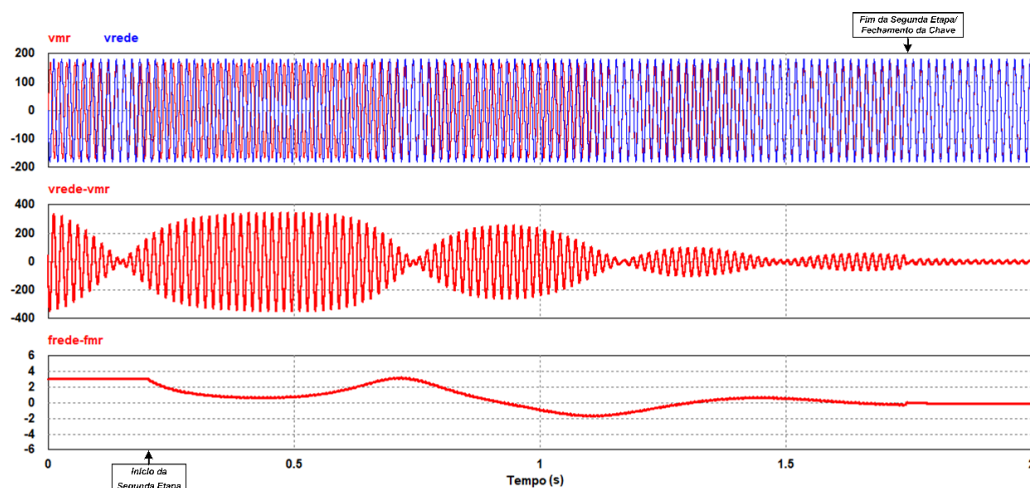
adicionado ou subtraído nos inversores de modo a avançar ou retroceder a onda de tensão da microrrede até que ambas, diferença de fase e frequência, sejam reduzidas a zero.

Em segundo lugar, o método de controle na segunda etapa foi verificado para rede elétrica com frequências diferentes daquelas estabelecidas por normas enquanto se sustenta a tensão de 127 V e nenhuma defasagem com a microrrede ( $0^\circ$ ). A sincronização ativa foi testada, portanto, com o sistema de distribuição com frequências constantes 5% superior e inferior ao seu valor nominal, ou seja, de 57 Hz (Figura 3.12 (a)) e 63 Hz (Figura 3.12 (b)). Para a primeira, a segunda etapa dura 1,059 s e, para a última, 1,545 s.

Figura 3.12 - Resultados de operação da segunda etapa do método de controle para rede de distribuição com tensão nominal e diferença de fase com a microrrede nula ( $0^\circ$ ), mas frequências de: (a) 57 Hz; (b) 63 Hz.



(a)



(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

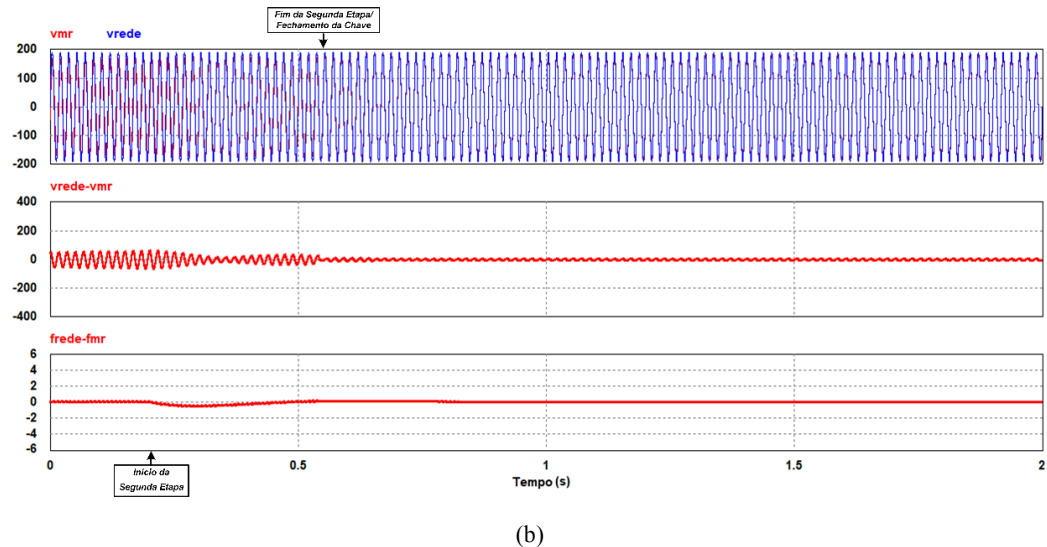
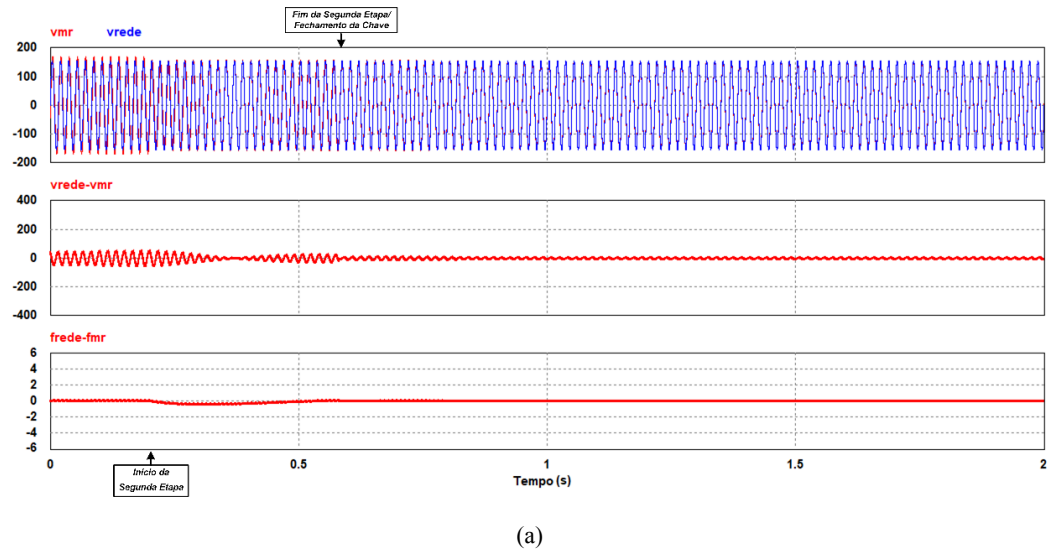
Tendo como base o módulo 8 dos PRODIST [76], averigua-se que tais valores de frequência são anômalos e exagerados, sendo escolhidos apenas para verificação da sincronização em situações extraordinárias nos testes. Em condições normais de operação e regime permanente, eles devem estar entre  $59,9\text{ Hz}$  e  $60,1\text{ Hz}$ . Com distúrbios, a frequência deve retornar à faixa de  $59,5\text{ Hz}$  a  $60,5\text{ Hz}$  em trinta segundos após o ocorrido. Ainda assim, o método de controle consegue cumprir seus objetivos para conexão da microrrede. Seria conveniente, contudo, não permitir a entrada da microrrede na rede elétrica neste estado, o que deveria ser analisado pelo controlador central anteriormente. Ressalta-se que testes extremos como estes em simulações servem apenas para consolidar a operação do método de controle. De fato, os testes mostram que pouco abaixo ou acima da faixa de  $57\text{ Hz}$  a  $63\text{ Hz}$ , a sincronização falha. Este problema possivelmente está associado à técnica empregada no “PLL Microrrede-Rede”, uma versão adaptada do PLL Clássico, como é indicado para aplicações em chaves estáticas em [127], que relata atrasos e erros, e demonstrado pelas comparações com outros métodos PLL mais avançados em [118]. Um “PLL Microrrede-Rede” aprimorado poderia superar tais dificuldades.

O terceiro e último conjunto de testes para sincronização ativa ocorre para a frequência da rede em  $60\text{ Hz}$  e a diferença de fase nula com a microrrede ( $0^\circ$ ), mas para níveis de tensão distintos do nominal em regime permanente. Os resultados expostos aqui são aqueles em que a rede elétrica tem tensões iguais aos limites inferior e superior entre as faixas precárias e críticas do módulo 8 dos PRODIST [76]. Isso é,  $110\text{ V}$  (Figura 3.13 (a)) e  $135\text{ V}$  (Figura 3.13 (b)) de valores eficazes, cujos tempos de sincronização consequentes são de  $0,382\text{ s}$  e  $0,343\text{ s}$ , respectivamente. Fazer a conexão da microrrede com uma rede nestes patamares de tensão pode não ser benéfico, pois degradaria seus próprios níveis, que podem estar mais próximos do nominal. Não obstante, ela pode ser feita para serviços ancilares, como regulação de tensão.

Após a análise sobre a sincronização ativa, é preciso entender melhor as implicações da impedância de linha da rede na transição suave. A microrrede e a carga têm os mesmos parâmetros dos últimos resultados. A rede elétrica, por outro lado, tem tensão eficaz de  $127\text{ V}$ , frequência de  $60\text{ Hz}$  e defasagem com a microrrede de  $30^\circ$ . A única diferença entre cada um dos testes feitos é a impedância de linha da rede. O restante do circuito é idêntico. Consequentemente, pela sincronização ser pouco afetada por este fator, ela é finalizada e a chave fechada em  $1\text{ s}$  para todos os casos. As linhas foram escolhidas para serem resistivas. Isso se deve à ausência de efeitos significativos de reatâncias indutivas e as características de linha dos sistemas de distribuição de baixa tensão serem predominantemente resistivas ( $R \gg$

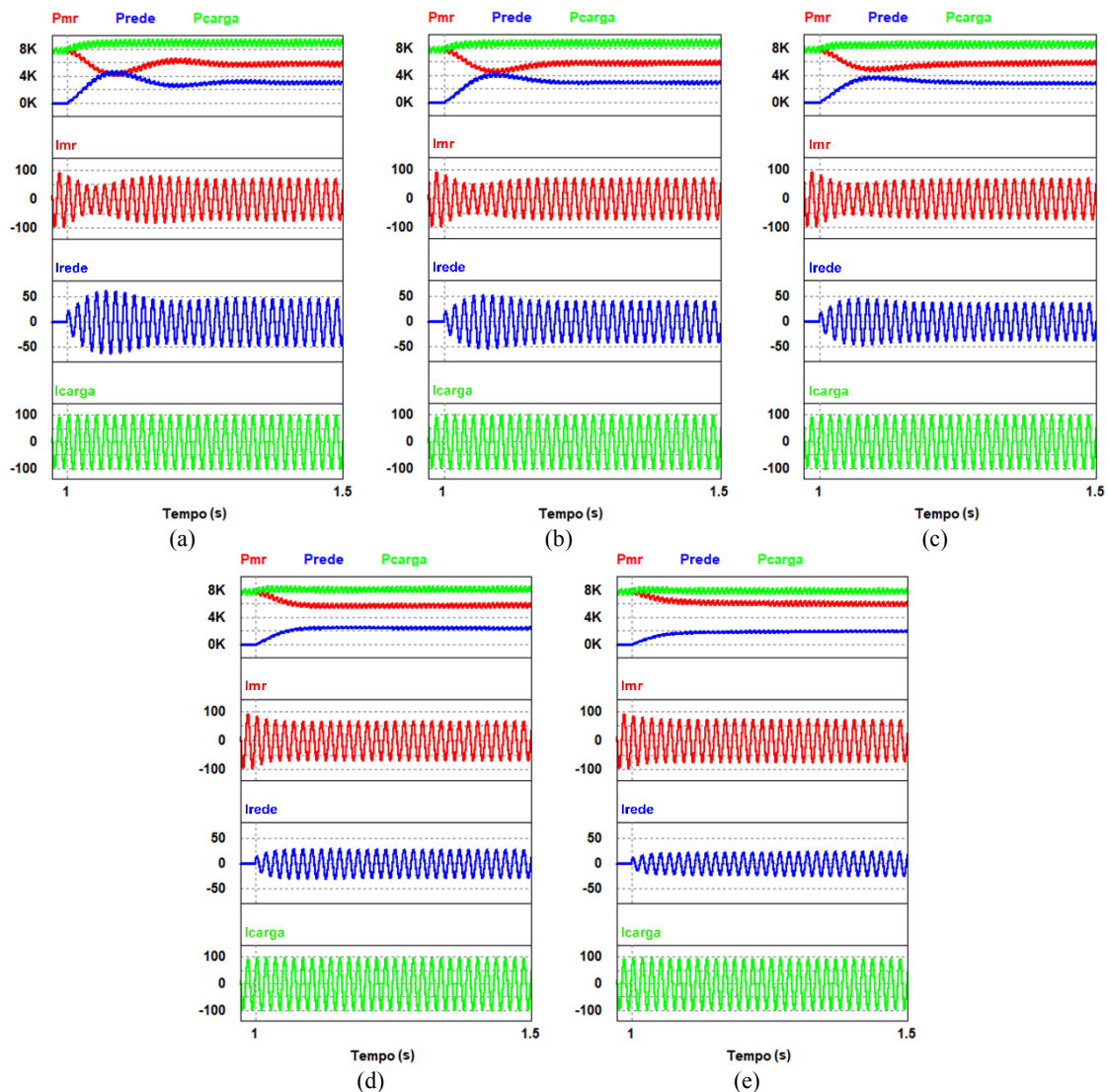
$X_L$ ), o que faz com que a indutância possa ser negligenciada [99]. Os resultados podem ser vistos na Figura 3.14 para resistências de linha da rede distintas. São mostrados os valores médios das potências ativas entregues pela microrrede ( $P_{mr}$ ) e pela rede ( $P_{rede}$ ) e absorvida pela carga ( $P_{carga}$ ), além das correntes da microrrede ( $I_{mr}$ ), da rede ( $I_{rede}$ ) e da carga ( $I_{carga}$ ). A potência ativa positiva da rede indica que ela é importada pela microrrede. Quanto maior a impedância, maior o amortecimento e menor a oscilação de potência. Outra consequência do aumento da resistência da linha são os transitórios de corrente menores, mas também a queda da tensão maior na rede. De qualquer forma, a alimentação da carga é pouco afetada e, como era previsto no método de controle, a potência ativa fornecida pela microrrede,  $P_{mr}$ , dada pela soma dos três conversores, é de exatamente  $6 \text{ kW}$ , pois para cada unidade  $P_{irrede} = P_0 = 2 \text{ kW}$ .

Figura 3.13 - Resultados de operação da segunda etapa do método de controle para rede de distribuição com frequência nominal e diferença de fase com a microrrede nula ( $0^\circ$ ), mas tensões de: (a)  $110 \text{ V}$ ; (b)  $135 \text{ V}$ .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3.14 - Resultados de potências ativas e correntes na transição suave para diferentes impedâncias resistivas de linha da rede: (a)  $R = 0 \Omega$ ; (b)  $R = 0,05 \Omega$ ; (c)  $R = 0,1 \Omega$ ; (d)  $R = 0,3 \Omega$ ; (e)  $R = 0,5 \Omega$ .



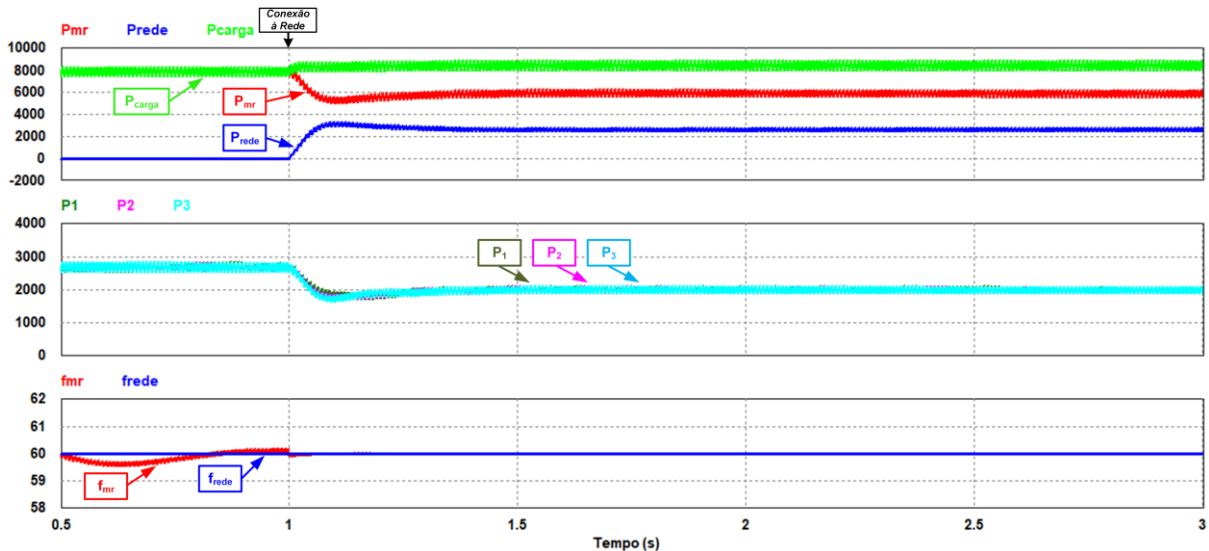
Fonte: Elaborado pelo autor.

Terminadas a sincronização ativa e a transição suave, passa-se à terceira etapa do método de controle, regida pelas equações (3.5)-(3.7), que trabalha com a microrrede já conectada à rede elétrica. Nesta ocasião, o fluxo de potências pode ser totalmente controlado como desejado e planejado. A rede de distribuição tem os seguintes parâmetros: tensão eficaz de  $127 V$ , frequência de  $60 Hz$  e defasagem com a microrrede de  $30^\circ$ . A carga ainda é resistiva de  $9 kW$  para  $127 V$ . Todas as potências ativas, reativas e aparentes exibidas são calculadas pelo valor médio dado por filtros passa-baixa de  $6 Hz$  para se igualar as dinâmicas nos resultados àqueles já disponíveis nos inversores. A menos quando indicado, a frequência de toda a microrrede é representada com um único sinal de um conversor qualquer seu, visto ser idêntica em qualquer parte. As tensões expostas são as de saída de cada unidade de GD e

providas diretamente pelo método de controle. A tensão medida da rede é extraída do “PLL Rede”, um SOGI-PLL, portanto com alta precisão. O sinal de comando para ativar a sincronização ativa e a respectiva conexão acontece em 0,2 s e finaliza com o fechamento da chave em, aproximadamente, 1 s.

Os primeiros resultados mostram a passagem do modo ilhado pela segunda etapa para a terceira no modo conectado à rede com fluxo de potências, começando no fim da sincronização em 0,5 s e indo até 3 s com todos os sistemas estáveis e operando normalmente. A potência ativa na conexão continua com o mesmo valor de referência do modo ilhado  $P_{irede} = P_0 = 2 \text{ kW}$ . A potência reativa, por outro lado, é configurada para ser nula em cada unidade quando da conexão com  $Q_{irede} = 0 \text{ kVAr}$ . A Figura 3.15 apresenta as seguintes potências ativas: aquelas produzidas pela microrrede ou soma de suas unidades ( $P_{mr}$ ) e por cada um de seus inversores ( $P_1$ ,  $P_2$  e  $P_3$ ), a gerada ou absorvida pela rede ( $P_{rede}$ ) e a consumida pelas cargas locais ( $P_{carga}$ ). As frequências da microrrede ( $f_{mr}$ ) e da rede ( $f_{rede}$ ) também são exibidas. Valor positivo de potência da rede significa importação e, negativa, exportação da microrrede. Como previsto, cada unidade produz exatamente 2 kW, totalizando 6 kW. O restante necessário à carga é fornecido pela rede.

Figura 3.15 - Potências ativas e frequências na passagem de modo ilhado, pela segunda etapa, para modo conectado na terceira etapa com controle do fluxo de potências em situação normal de operação.

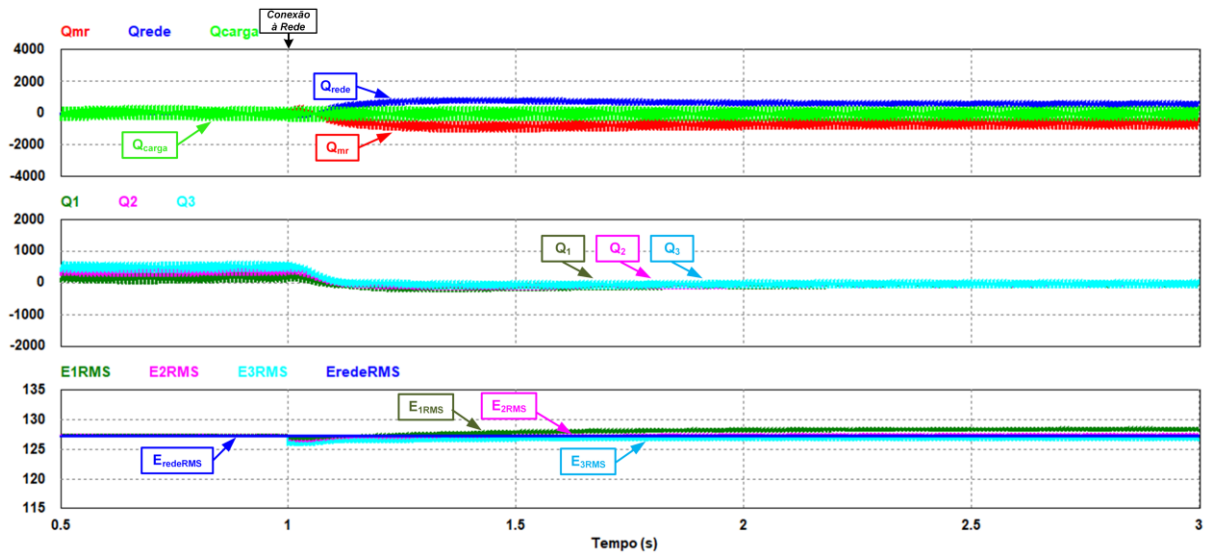


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a mesma situação, a Figura 3.16 expõe os resultados de potências reativas da microrrede ( $Q_{mr}$ ), da rede ( $Q_{rede}$ ), da carga ( $Q_{carga}$ ) e de cada conversor ( $Q_1$ ,  $Q_2$  e  $Q_3$ ). Como se vê, logo após a conexão, as unidades de GD são controladas para não produzir qualquer

potência reativa. As tensões são as eficazes da rede ( $E_{redeRMS}$ ) e da saída dos inversores ( $E_{1RMS}$ ,  $E_{2RMS}$  e  $E_{3RMS}$ ). De forma a terem potências reativas nulas, mas terem impedâncias de linha em suas saídas diferentes, as tensões são distintas entre si e com o valor nominal da rede de distribuição de 127 V.

Figura 3.16 - Potências reativas e tensões na passagem de modo ilhado, pela segunda etapa, para modo conectado na terceira etapa com controle do fluxo de potências em situação normal de operação.



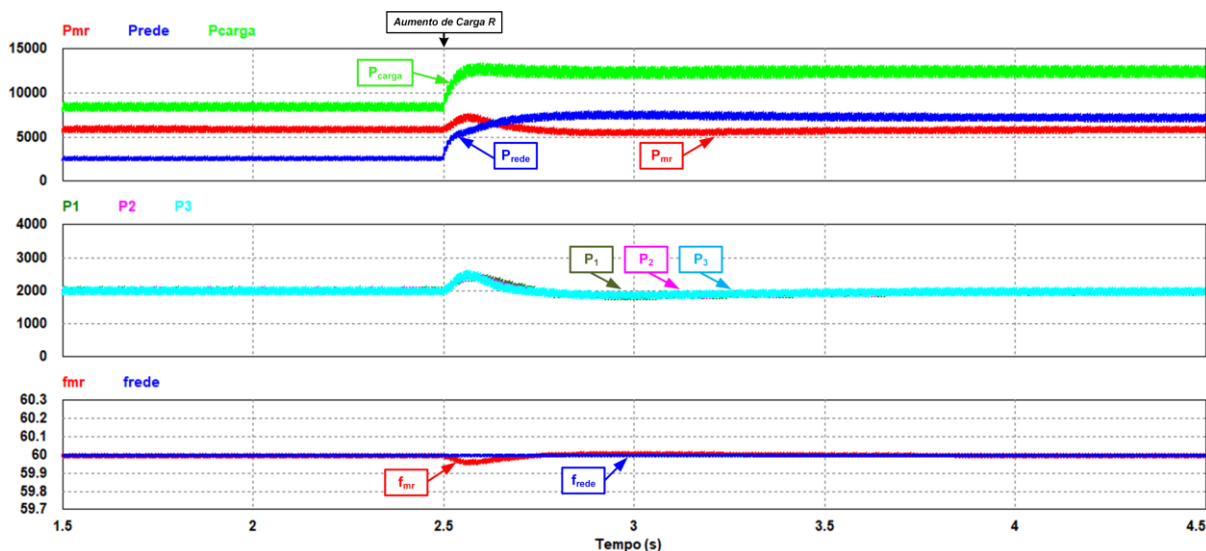
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os próximos resultados são para potências ativas apenas. O controle da potência reativa é mantido igual àquele feito para a Figura 3.16. Todas as simulações dão continuidade à operação passada e partem da microrrede já conectada à rede e com controles de fluxo de potências bem estabelecidos em 1,5 s. Na Figura 3.17, é feito um aumento de carga resistiva no instante 2,5 s. Como não se alterou a referência  $P_{iredes}$ , diferentemente do que acontece no modo ilhado, todas as unidades mantêm a produção em 2 kW em regime permanente e o excedente demandado pela carga é todo suprido pela rede elétrica. Transitoriamente, há uma pequena variação de frequência da microrrede.

No resultado seguinte da Figura 3.18, a carga é a mesma em toda a operação e os conversores são controlados para gerarem  $P_{iredes} = 2 \text{ kW}$ . Porém, no instante de tempo de 2,5 s, ocorre a saída do inversor de número 3 da microrrede por qualquer motivo, como falha ou manutenção programada. No modo ilhado, as unidades restantes elevavam suas produções de potência ativa e reduziam a frequência da microrrede para garantirem que o consumo não se modificasse. No modo conectado, pela terceira etapa do método de controle, a perda de uma das fontes de GD é preenchida em termos de potência por uma maior importação da rede

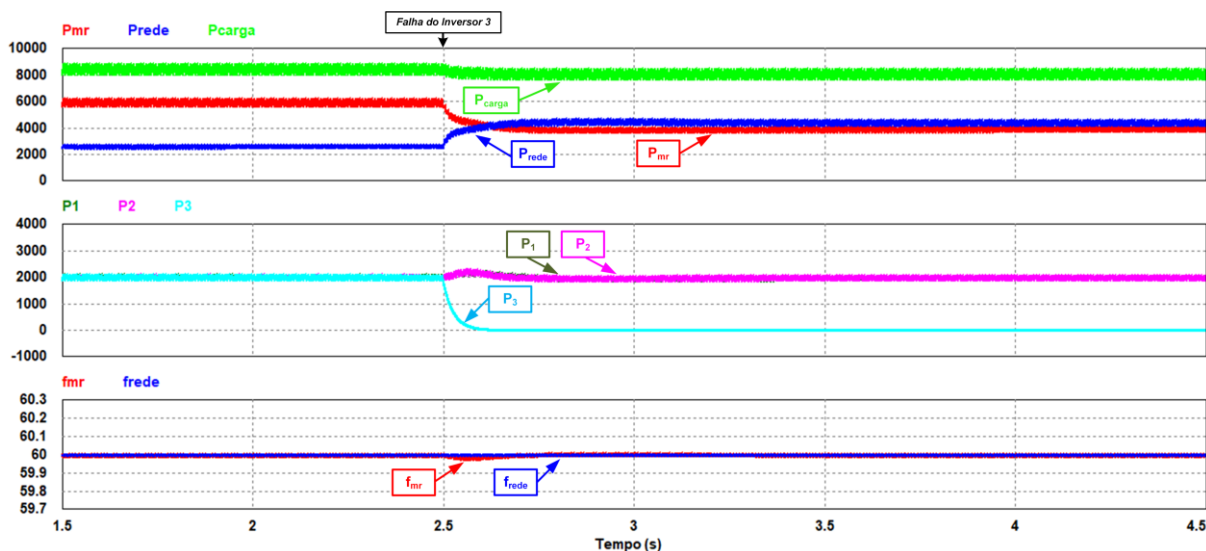
elétrica. É interessante notar que não é mais preciso lançar mão da rejeição de carga ou redução do consumo. Qualquer problema com modificação no equilíbrio de energia da microrrede é suplantado pela interação com a rede de distribuição.

Figura 3.17 - Potências ativas e frequências para aumento de carga resistiva na microrrede conectada à rede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3.18 - Potências ativas e frequências para saída de um inversor da microrrede conectada à rede.



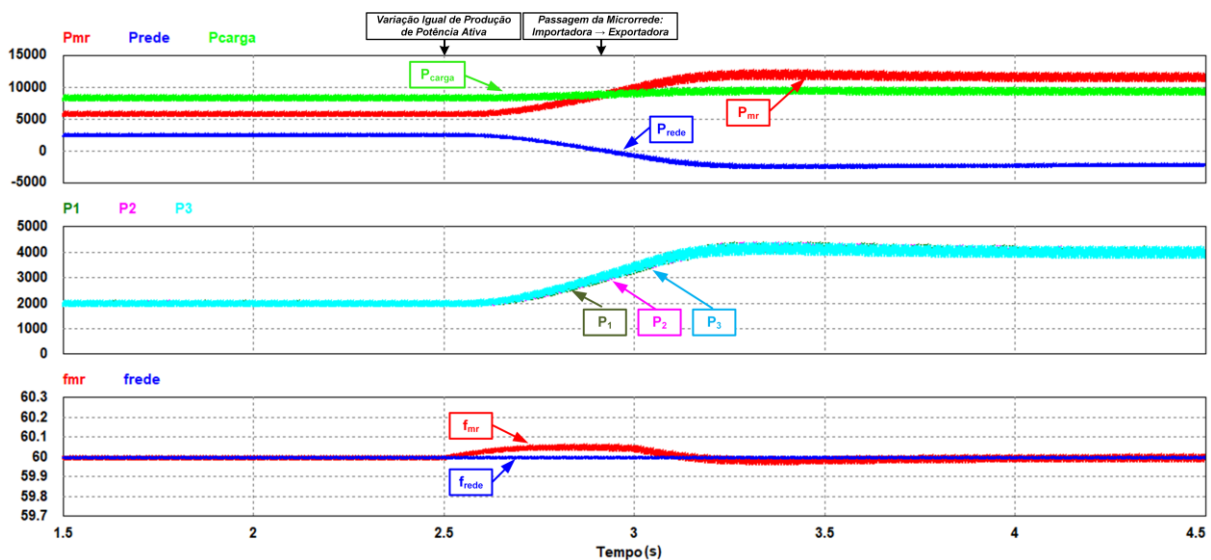
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os próximos testes servem para mostrar, de fato, o controle sobre o fluxo de potência ativa. Nos dois, o controle atua em 2,5 s. No resultado da Figura 3.19, foi feito um aumento igual na produção de todas as unidades de GD da microrrede alterando a referência de  $P_{irede} = 2 \text{ kW}$  para  $P_{irede} = 4 \text{ kW}$ , somando 12 kW gerado no total pelos inversores. Como este valor

é superior à demanda da carga, a microrrede passa a exportar potência ativa para a rede e, por isso, o valor vinculado a esta última é negativo.

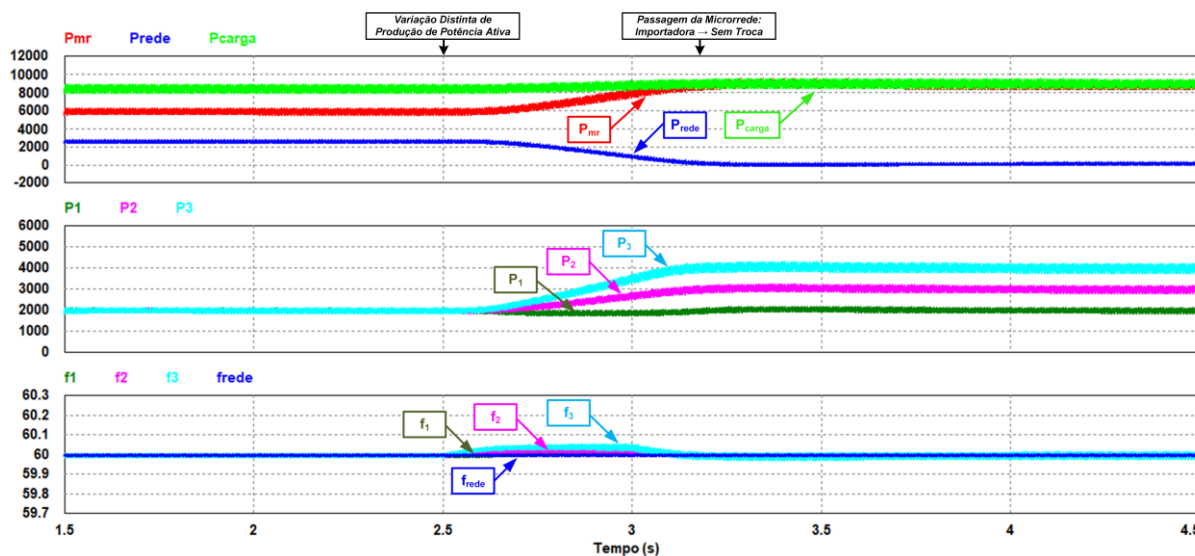
De modo a demonstrar a individualização do controle de fluxo de potência ativa, no teste visto na Figura 3.20, a modificação nas produções é diferente em cada conversor. Todos geram, inicialmente,  $P_{ired e} = 2 \text{ kW}$ , mas passam a ter em suas saídas: os mesmos  $P_{ired e1} = 2 \text{ kW}$  na primeira unidade,  $P_{ired e2} = 3 \text{ kW}$  na segunda e  $P_{ired e3} = 4 \text{ kW}$  na terceira. Neste caso, a potência ativa produzida pela microrrede é suficiente para alimentar toda a carga e deixa de existir troca entre os dois sistemas. As frequências individuais são mostradas, pois elas variam, transitoriamente, de maneira diferente. No entanto, todas voltam ao valor nominal de  $60 \text{ Hz}$ . Um detalhe importante que deve ser destacado, mais uma vez, é que as mudanças na potência ativa produzida por cada uma das unidades precisam ser feitas em acréscimos ou decréscimos pequenos, em forma de rampa, e não abruptamente em degrau. Isso porque a frequência pode variar em valores altos e rapidamente, o que poderia ser entendido pelo controlador central como uma falha ou um distúrbio internos ou mesmo trazer algum problema ou instabilidade na microrrede.

Figura 3.19 - Potências ativas e frequências para variações iguais na produção de potência ativa dos inversores na microrrede conectada à rede com troca de importação para exportação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

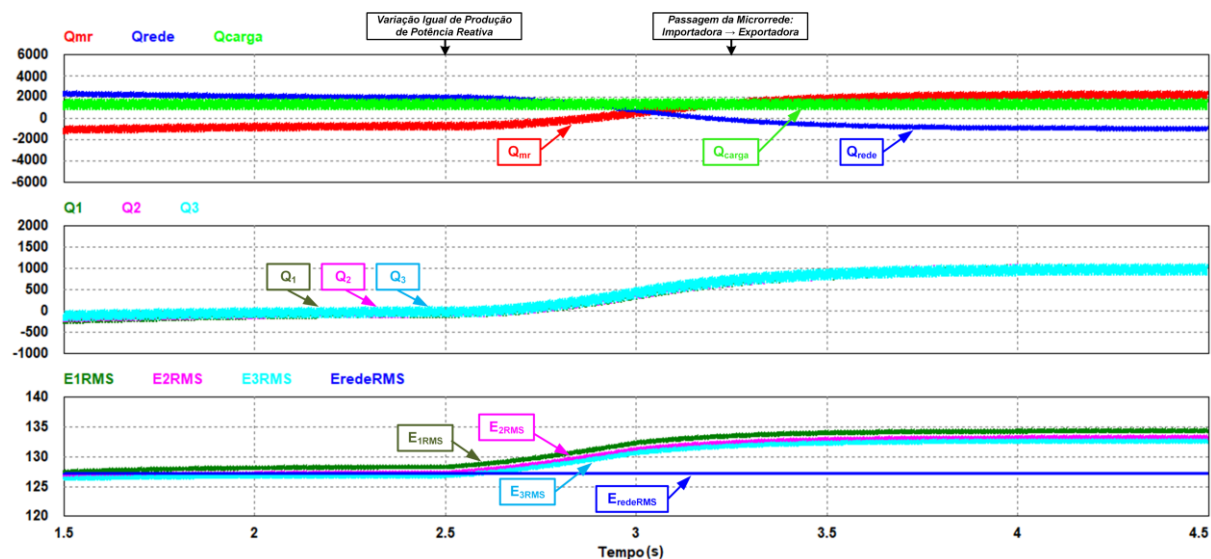
Figura 3.20 - Potências ativas e frequências para variações diferentes na produção de potência ativa dos inversores na microrrede conectada à rede sem troca de energia entre os dois sistemas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Passa-se a analisar o controle do fluxo de potência reativa. A potência ativa é mantida nos próximos resultados em  $P_{irede} = 2 \text{ kW}$ . Uma carga puramente indutiva de  $1,5 \text{ kVAr}$  é adicionada em paralelo à carga resistiva. As mudanças na potência reativa acontecem a partir de 2,5 s. Na Figura 3.21 é exibida uma variação idêntica de potência reativa em todos os inversores de  $Q_{irede} = 0 \text{ kVAr}$  para  $Q_{irede} = 1 \text{ kVAr}$ . A microrrede passa a exportar potência reativa para a rede de distribuição. Observa-se uma elevação nas tensões de saída das unidades.

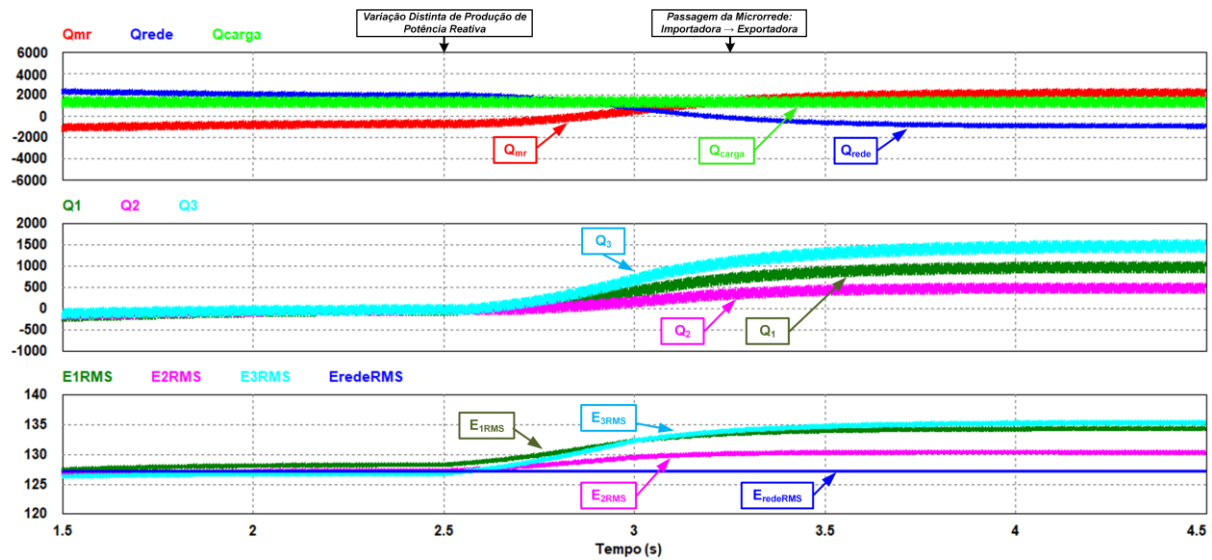
Figura 3.21 - Potências reativas e tensões para variações iguais na produção de potência reativa dos inversores na microrrede conectada à rede com troca de importação para exportação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 3.22 mostra o resultado se as variações forem distintas para cada inversor, sendo que o primeiro passa a produzir  $Q_{irede1} = 1 \text{ kVAr}$ , o segundo  $Q_{irede2} = 0,5 \text{ kVAr}$  e o terceiro  $Q_{irede3} = 1,5 \text{ kVAr}$ . As tensões são diferentes. Novamente, por razões similares à potência ativa, as alterações de potência reativa são feitas lentamente.

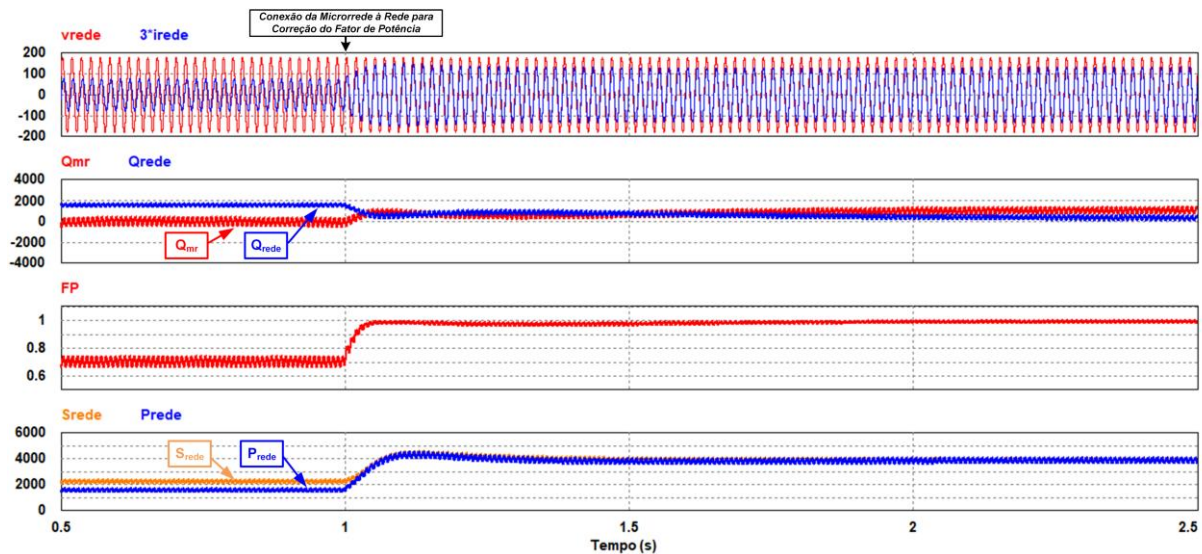
Figura 3.22 - Potências reativas e tensões para variações distintas na produção de potência reativa dos inversores na microrrede conectada à rede com troca de importação para exportação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ainda sobre as transferências de potência reativa da microrrede no modo conectado à rede e para exemplificar o provimento de serviços ancilares, foi realizado o teste cujos resultados são vistos na Figura 3.23. Nele, é feita a correção do fator de potência da rede de distribuição. A microrrede está operando ilhada em condições normais e faz a conexão à rede com esta finalidade no instante de 1 s. Cada um de seus inversores produzirá  $Q_{irede} = 600 \text{ VAr}$ . A potência ativa é mantida em  $P_{irede} = 2 \text{ kW}$ . Para emular o baixo fator de potência, foi inserida em paralelo entre a chave de interconexão e a rede uma carga RL-série de impedância de  $Z_{fp} = 4,8 + j5 \Omega$  que, com a impedância de linha, faz com que, sem a microrrede, a rede tenha um fator de potência de 0,7 indutivo. O objetivo é torná-lo unitário com a entrada da microrrede. Isso ocorre, como pode ser notado na Figura 3.23, que mostra tensão e corrente instantâneas da rede ( $v_{rede}$ ,  $i_{rede}$ , respectivamente, sendo a última multiplicada por 3 para ser melhor visualizada), potências reativas da microrrede ( $Q_{mr}$ ) e da rede ( $Q_{rede}$ ), o fator de potência da rede ( $FP$ , calculado como  $P_{rede}/S_{rede}$ ) e as potências ativa ( $P_{rede}$ ) e aparente da rede ( $S_{rede}$ ). Esta e outras operações serão melhor desenvolvidas em trabalhos futuros.

Figura 3.23 - Correção do fator de potência da rede de distribuição com entrada da microrrede.



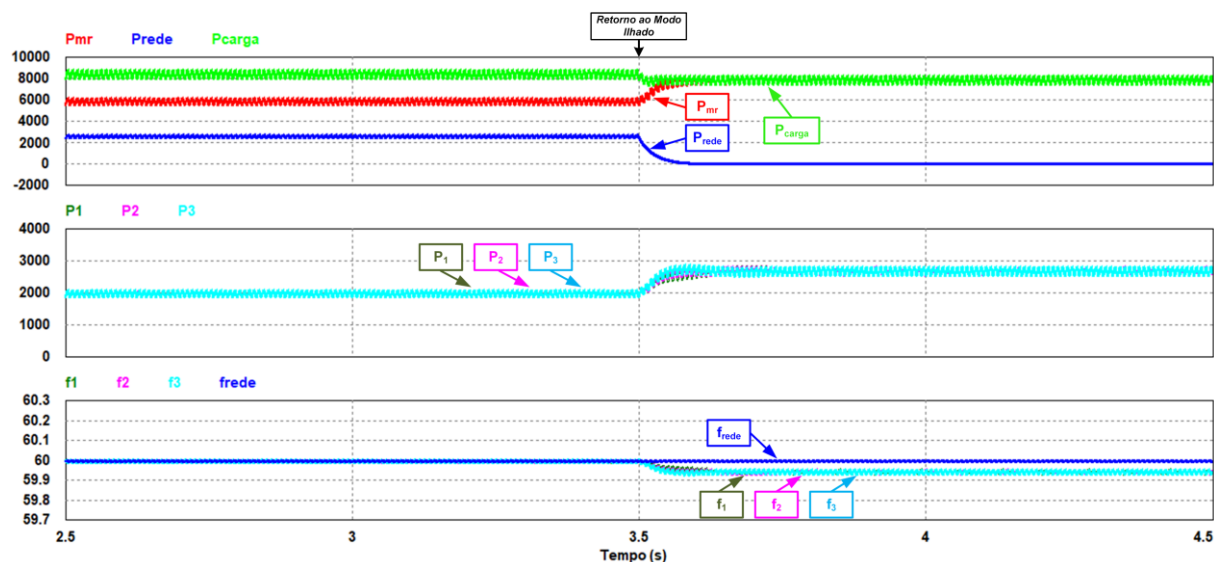
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os últimos de todos os resultados mostram a desconexão da microrrede da rede e seu retorno ao modo ilhado. Como discutido, esta passagem é mais simples por não envolver sincronização e, com um comando apenas, os inversores voltam a trabalhar com o método de controle *droop* convencional, trocando as equações da terceira etapa (3.5)-(3.7) para (3.1) e (3.2). Se o ilhamento é planejado ou não, basta que o controlador central tenha definido previamente quando deve fazê-lo e sinalize esta transição para os conversores e para a chave, que deve abrir imediatamente. No caso não-planejado, o controlador central tomará a decisão da passagem para modo ilhado a partir do reconhecimento de falha conforme delineado anteriormente. Recebendo as medições da microrrede e da rede, ele pode ser programado para acionar o ilhamento quando da ocorrência de faltas ou perturbações em um dos dois lados que refletem em variações rápidas de tensão, corrente e/ou frequência. Estes parâmetros fornecem informações para estruturar a detecção de ilhamento.

O teste aqui demonstrado nas Figuras 3.24 e 3.25 é para um ilhamento planejado, que acontece com a abertura da chave de interconexão em 3,5 s, mas é muito similar ao não-planejado. A configuração da microrrede é a mesma daquela dos resultados das Figuras 3.15 e 3.16 que têm referências de potência de  $P_{irede} = 2 \text{ kW}$  e  $Q_{irede} = 0 \text{ kVAr}$  em modo conectado e  $P_0 = 2 \text{ kW}$  e  $Q_0 = 1 \text{ kVAr}$  para modo ilhado. Como era esperado, o retorno ao modo ilhado ocorre de maneira suave e rápida e os conversores voltam a trabalhar sob o método de controle *droop* convencional, compartilhando toda a carga local. A potência da rede somente não se

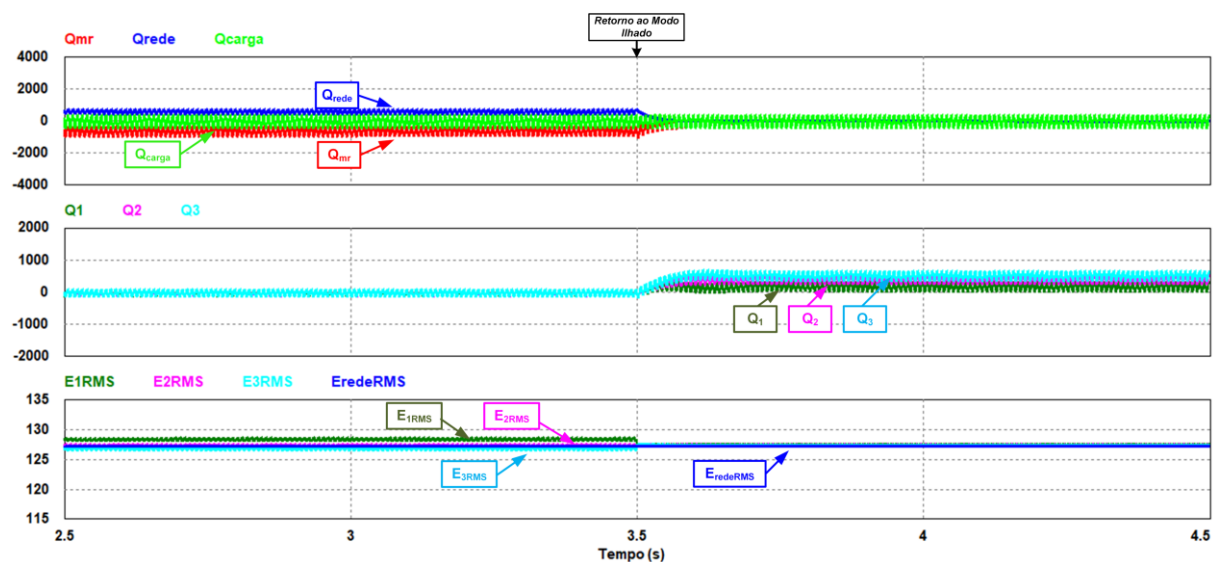
anula instantaneamente porque, para fins de comparação, ela foi calculada usando filtro passa-baixa, assim como é feito nos inversores, o que causa um pequeno atraso.

Figura 3.24 - Potências ativas e frequências para desconexão da microrrede da rede e retorno ao modo ilhado e ao método de controle *droop* convencional.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3.25 - Potências reativas e tensão para desconexão da microrrede da rede e retorno ao modo ilhado e ao método de controle *droop* convencional.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O método de controle proposto, como indicam os resultados de simulação computacional, preenche grande parte das condições necessárias para conexão da microrrede à rede elétrica. É uma técnica simples, rápida, confiável, de baixo custo e robusta que se aproveita

das equações do método de controle *droop* convencional e as modifica para fazer sincronização ativa, transferência suave entre modos, conexão à rede e controle individual do fluxo de potências dos conversores com importação e exportação de energia como desejado. A passagem ao ilhamento intencional da microrrede acontece de maneira imperceptível e como pretendido. Em oposição ao modo ilhado, no modo conectado à rede, nenhuma carga e, assim, nenhum consumidor é prejudicado com problemas de capacidades ou falhas dos conversores e o fornecimento de energia é ininterrupto com índices elevados de qualidade da energia e confiabilidade. A provisão de serviços ancilares pelas unidades de GD integradas ao sistema de distribuição torna-se uma possibilidade viável. Futuramente, a estratégia de controle poderá melhor englobar a otimização, o aprimoramento da qualidade da energia, a prestação de serviços ancilares, o mercado de energia e os requisitos sociais e ambientais.

## CONCLUSÕES

---

### 4.1 Conclusões

Neste trabalho, as microrredes e seus métodos de controle foram amplamente estudados. No primeiro capítulo, uma visão geral sobre o tema foi apresentada. A história mostra que os primeiros sistemas elétricos do fim do século XIX compartilham de grande parte das características das microrredes. No entanto, o século XX viu uma evolução conceitual contrária e o ressurgimento das pequenas redes elétricas com geração e consumo locais de energia elétrica só se deu no começo do século XXI. Os principais motivos para isso foram o avanço de tecnologias como a geração distribuída, a eletrônica de potência e os sistemas UPS, mas também as maiores preocupações da sociedade com o meio ambiente. Desde então, a pesquisa e o desenvolvimento das microrredes têm crescido substancialmente para diversas aplicações.

Dando sequência, diferentes propriedades e o próprio conceito das microrredes modernas foram discutidos. Em seguida, os elementos que constituem as microrredes foram detalhados. Foram apontadas as funções de cada um, sendo indicadas as melhores soluções. As várias vertentes de controles para microrredes foram abordadas. Explicou-se que, de forma geral, existem desde estratégias de controle completamente centralizadas até aquelas totalmente distribuídas, com vantagens e desvantagens. Uma tendência neste sentido é a adoção de uma perspectiva hierárquica de controle. De forma similar, os conversores podem ser empregados com sistemas de controle distintos, dependendo da aplicação na estrutura da microrrede. A vasta diversidade de disposição e de composição das microrredes foi tratada quando se falou sobre suas arquiteturas. Com efeito, um dos maiores benefícios de se empregar tais sistemas elétricos é que eles podem ser construídos de inúmeras maneiras, levando em conta aspectos geográficos, físicos e ambientais, além de econômicos, culturais e sociais variados.

Não há, ainda, como se viu, consenso sobre as normas de microrredes, especialmente no seu modo ilhado de operação. No modo conectado à rede, como qualquer outra tecnologia do setor elétrico, elas devem seguir o que é imposto pela rede elétrica, no caso a de distribuição. Quando ilhadas, porém, as exigências, necessidades, operações e estruturas diversas dificultam uma legislação universal. Em termos de qualidade da energia, a possibilidade de trabalhar em dois modos traz, novamente, respostas diferentes do convencional. Em modo ilhado, desvios

maiores de frequência e de tensão são mais comuns e, de fato, podem estar na essência de algumas técnicas de controle. Por isso mesmo, os limites podem ser menos rigorosos que os traçados nas normas tradicionais. Ao mesmo tempo, o projeto da microrrede pode incorporar melhora na qualidade interna de energia por meio de controles robustos. Já no caso do modo conectado à rede, os índices de qualidade são seguidos rigorosamente pelo que é definido na distribuição. Todavia, com as novas funcionalidades das microrredes e seus métodos de controle, os sistemas podem se beneficiar mutuamente com aprimoramento da qualidade com restauração de parâmetros, sincronização e provimento de serviços ancilares. O primeiro capítulo é finalizado demonstrando a importância fundamental das microrredes na formação das futuras redes elétricas inteligentes (*smart grids*).

O segundo capítulo trata exclusivamente sobre o modo ilhado de operação das microrredes CA. A abordagem começa pelos requisitos essenciais das microrredes ilhadas, tais como definição de referências de tensão e de frequência internamente, paralelismo de inversores e o compartilhamento de potências. Uma pequena revisão sobre técnicas propostas na literatura é feita. Elas são divididas naquelas que usam ou não como base o método de controle *droop*. Os benefícios dos que se embasam nele são maiores do que os que lançam mão de outras estratégias. Destacam-se, além do cumprimento das necessidades especiais de uma microrrede ilhada, a simplicidade, a flexibilidade, a robustez, a confiabilidade, ser totalmente distribuída e a ausência de linhas de comunicação. O controle secundário é mencionado. As explicações mostram algumas das razões para se ter escolhido o método de controle *droop* para estudo e adoção neste trabalho.

Os controles de conversores em microrredes ilhadas são formados por controles internos e primário. Os primeiros servem para gerir o funcionamento correto dos conversores. Eles são construídos com malhas internas de corrente e externas de tensão. Nos dois casos, a implementação foi feita por controladores P+Res, que anulam o erro de regime permanente para sinais senoidais (referencial estacionário), sendo uma escolha ideal para uso em microrredes. O controle primário, cuja função é realizar o paralelismo das unidades, fazer o compartilhamento das cargas e determinar as referências de tensão e de frequência, ou seja, concretizar a operação de uma microrrede ilhada, por sua vez, foi definido pelo método de controle *droop* convencional. Ele foi analisado minuciosamente.

Uma microrrede CA monofásica foi descrita e projetada, sendo composta por três fontes de GD iguais com seus inversores e cargas locais, além, é claro, das linhas de conexão e de seus

sistemas de controle. A estrutura é utilizada para simulações computacionais. Ela é a mesma tanto nos testes para modo ilhado, quanto para modo conectado à rede do último capítulo. Os resultados para microrrede ilhada mostraram que, através do método de controle *droop*, é possível ter o compartilhamento correto de potências com alta qualidade da energia. Não só isso, ele acontece de maneira automática para variações de carga. Ficaram evidentes os desvios de frequência e de tensão. Contudo, ficou nítido como tais valores são muito pequenos em relação ao que se considera como nominal. Além deste problema, entre as dificuldades do modo ilhado, foram notadas as limitações no equilíbrio de energia. A saída de um ou mais inversores pode sobrecarregar o restante. Em situações mais críticas, é necessário até mesmo retirar algumas cargas. Quando o consumo é baixo, as fontes de GD podem ficar ociosas. Estes imbróglios são superados em grande parte quando se faz a conexão da microrrede a uma rede de distribuição.

Por isso, no terceiro e último capítulo, o assunto são as microrredes conectadas à rede elétrica e os métodos de controle envolvidos. Primeiro, foram feitas distinções entre os modos de operação da microrrede, dando ênfase às vantagens de se transitar entre os dois e serem garantidos diversos benefícios na conexão com o sistema de distribuição quando isso for possível. Em segundo lugar, dando continuidade, foram exploradas todas as condições da sincronização, da transição, do fluxo de potências e da desconexão da microrrede com a rede elétrica.

Os próximos objetos de discussão foram os métodos de sincronização e as chaves de interconexão. Nos primeiros, mostrou-se que as técnicas PLL são as mais utilizadas atualmente, obtendo-se as melhores respostas e conseguindo alcançar níveis elevados de sincronização em fase e em frequência. Uma explicação geral é dada e dois tipos, o PLL Clássico e o SOGI-PLL, posteriormente incorporados nos controles da microrrede, foram detalhados. As vantagens das chaves estáticas de interconexão em relação às chaves mecânicas tradicionais para as microrredes foram tratadas. Além disso, seu funcionamento e suas estruturas físicas foram descritas.

Uma revisão bibliográfica sobre os sistemas de controle propostos para conexão da microrrede à rede foi feita, esclarecendo seu estado da arte. Da mesma forma que para as microrredes ilhadas, os controles para modo conectado à rede são divididos nos fundamentados no método de controle *droop* e nos que independem dele. As técnicas encontradas na literatura têm bons resultados, porém, são munidas de diferentes desvantagens. Alguns não cumprem um

ou mais dos requisitos para conexão. Outros só funcionam se for instalada junto à microrrede algum dispositivo na interface entre os dois sistemas de custo elevado e de baixa confiabilidade. Há ainda os que são projetados para microrredes com arquiteturas específicas. Controles indiretos e falta de individualização são mais alguns problemas percebidos.

Visando alcançar todas as exigências da conexão da microrrede à rede elétrica e tentando elevar ao máximo os benefícios desta ação, uma estratégia de controle foi proposta. Tendo como fundamento o método de controle *droop* convencional, ela faz sincronização ativa, transição suave, conexão efetiva da microrrede à rede e disponibiliza um controle dinâmico e individualizado do fluxo de potências ativa e reativa entre os sistemas. Elaborado em três etapas, a técnica trabalha com uma reconfiguração mínima das leis de controle para cada operação. Para além do cumprimento dos requisitos básicos e com concepção simples e altamente flexível, o método de controle proposto traz à microrrede no modo conectado à rede novas funções e possibilidades de funcionamento, como otimização de processos, melhora da qualidade da energia, provimento de serviços ancilares, trocas econômicas e integração de condições sociais e ambientais nos controles dos inversores. A volta ao modo ilhado é direta, bastando um comando, a abertura da chave e a retomada do método de controle *droop* convencional instantaneamente.

A partir da microrrede CA anteriormente projetada com adição dos controles para modo conectado à rede e de um sistema de distribuição, resultados de simulação computacional evidenciaram o que foi proposto. Para tanto, vários testes foram feitos. Os primeiros demonstraram como age a estrutura de sincronização, que é a segunda etapa do método. Emulando a rede elétrica em condições críticas que praticamente nunca acontecem em situação normal, foi possível verificar que a técnica atende sua função. Mesmo diante de ângulos de fase, frequências e amplitudes de tensão distantes dos valores nominais, a microrrede foi capaz de realizar a sincronização ativa com sucesso. O mesmo acontece na transição, que é inteiramente suave, bastando uma pequena impedância de linha da rede e a execução correta da segunda etapa.

Com a chave já fechada, o controle passa a sua terceira etapa, onde se pode ter controle total do fluxo de potências das unidades e, conseqüentemente, da importação e da exportação de energia elétrica da microrrede com a rede de distribuição. Para potência ativa, foi visto que uma variação de carga sem mudança nas referências faz com que o aumento seja suprido pela rede e não mais pelos inversores da microrrede. Na saída de um conversor, a perda de potência

é reparada novamente pela rede e não pelas fontes de GD. A produção de potência ativa de cada inversor pode ser controlado livremente, fazendo com que, se admissível, todas elevem a geração e façam com que a microrrede troque sua colocação de importadora de energia para exportadora. Da mesma forma, os conversores podem ter produções diferentes entre si. Fica claro a diversidade de ações que se pode ter, sendo os exibidos apenas algumas delas. Para potência reativa, casos análogos são avaliados. Estes resultados, se comparados aos do modo ilhado, indicam os benefícios da conexão da microrrede à rede elétrica. Ainda para ilustrar o potencial da microrrede conectada à rede, a correção do fator de potência é realizada como exemplo de serviço ancilar prestado. O retorno ao modo ilhado finaliza a exposição dos resultados.

As microrredes modernas, com seus modos de operação ilhado e conectado à rede e seus métodos de controle, transformarão, em breve, completamente a maneira que o ser humano lida com a produção, a distribuição e o consumo de energia elétrica. O impacto não será apenas nas técnicas e nas tecnologias relacionadas ao uso da eletricidade. A sociedade se vê diante de uma verdadeira revolução na estrutura do setor elétrico. Após vários anos, ela terá participação ativa na construção do sistema elétrico, podendo compreender e determinar efetivamente o que é melhor para todos e para o meio ambiente.

## 4.2 Propostas para Trabalhos Futuros

Diante do que foi estudado neste trabalho, diversas investigações podem ser seguidas. A maior parte, de fato, está planejada para acontecer dando continuidade ao que já foi realizado. Um caminho natural da pesquisa é a implementação experimental. Além disso, o método de controle proposto pode ser aprimorado em várias frentes. A passagem para sistemas trifásicos é uma delas. Outra é na avaliação da proposta para interação com indutâncias virtuais, modificações do método de controle *droop* e uso do controle secundário para melhorar o desempenho geral do sistema. A técnica de sincronização “PLL Microrrede-Rede” também pode ser aperfeiçoada, sobretudo considerando distorções harmônicas e desequilíbrios.

No que diz respeito aos testes, é preciso avaliar o método proposto diante de uma microrrede CA com cargas não-lineares, unidades com capacidades diferentes e inserção de fontes variáveis e intermitentes, como sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas, trabalhando com conversores alimentadores de rede (*grid-feeding*) e MPPT. O método de controle pode ser aplicado e avaliado em outras topologias e arquiteturas de microrrede, além daquela exposta

aqui de estrutura radial com barramento único de carga. A comunicação e seus atrasos de tempo podem ser examinados. A análise de estabilidade para pequenos sinais é mais um trabalho importante a ser feito, principalmente para projetos.

Um supervisor interface homem-máquina pode ser elaborado para que os usuários possam visualizar instantaneamente medições e a situação da operação e controlar como desejado os componentes da microrrede. Por fim, é fundamental que o método proposto integre uma estrutura que permita o gerenciamento ativo e controle completo que leve em conta normas, o mercado de energia, necessidades especiais dos membros da microrrede e requisitos ambientais e sociais, além de realizarem otimização de processos, aprimoramento da qualidade da energia e provisão de serviços ancilares.

### 4.3 Publicações

O trabalho de mestrado gerou as seguintes publicações associadas:

- **M. E. T. Souza Jr., Ê. C. Resende, F. C. Melo, G. B. de Lima e L. C. G. de Freitas. Computational Implementation and Comparative Analysis of Phase-Locked Loop (PLL) Methods Under Different Power Quality Disturbances.** In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brasil, Setembro 2019, p. 1-6;
- **M. E. T. Souza Jr., F. C. Melo, E. A. A. Coelho e L. C. G. de Freitas. O Que São Microrredes? – Conceitos, Componentes e Controle.** In: XVII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (CEEL), Uberlândia, Brasil, Novembro 2019, p. 1-6;
- **Ê. C. Resende, M. E. T. Souza Jr., F. C. Melo, G. B. de Lima e L. C. G. de Freitas. Estudo de Técnicas Convencionais e Aperfeiçoadas de PLL para Sistemas Monofásicos e Trifásicos.** In: XVII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (CEEL), Uberlândia, Brasil, Novembro 2019, p. 1-6;
- **M. E. T. Souza Jr., F. C. Melo, E. A. A. Coelho e L. C. G. de Freitas. Integration of Solar Photovoltaic (PV) Systems with CCM Inverters into VCM Droop-Controlled Islanded AC Microgrids.** In: 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Santos, Brasil, Dezembro 2019, p. 1-6

## REFERÊNCIAS

- [1] B. Bowers, *A History of Electric Light and Power*. Peter Peregrinus Ltd., 1982.
- [2] P. Strange, "Early Electricity Supply in Britain: Chesterfield and Godalming," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 126, no. 9, p. 863-868, Setembro 1979. doi: 10.1049/piee.1979.0265.
- [3] T. P. Hughes, *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*. Baltimore: John Hopkins University Press, 1983.
- [4] G. Klingenberg, "Electricity Supply of Large Cities," *Journal of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 52, no. 225, p. 123-141, Janeiro 1914. doi: 10.1049/jiee-1.1914.0002.
- [5] M. H. Rashid, *Eletrônica de Potência: Dispositivos, Circuitos e Aplicações*. Tradução de L. Abramowicz; Revisão Técnica de C. M. de O. Stein. 4 ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2014.
- [6] M. E. T. Souza Jr., *Reflexões acerca da Geração Distribuída e suas Implicações no Sistema Elétrico, na Sociedade e no Meio Ambiente*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Uberlândia (UFU), Uberlândia, Brasil, p. 209, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/22352>.
- [7] W. J. Lueckel, L. G. Eklund e S. H. Law, "Fuel Cells for Dispersed Power Generation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 1, p. 230-236, Janeiro 1973. doi: 10.1109/TPAS.1973.293617.
- [8] W. T. Jewell and R. Ramakumar, "The History of Utility-Interactive Photovoltaic Generation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 3, no. 3, p. 583-588, Setembro 1988. doi: 10.1109/60.8071.
- [9] J. D. Hamilton, "Historical Oil Shocks," *National Bureau of Economic Research (NBER) Working Paper 16790*, Fevereiro 2011.
- [10] Estados Unidos da América, "Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA). 95th Congress, H.R. 4018 November 9, 1978," 1978. Disponível em: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/STATUTE-92/pdf/STATUTE-92-Pg3117.pdf>.
- [11] International Energy Agency (IEA), "Electricity Information 2019: Overview," 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/electricity-information-2019>.
- [12] E. A. A. Coelho, *Técnicas de Controle Aplicadas Ao Paralelismo de Inversores*. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, Brasil, p. 143, 2000. Disponível em: <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/868D.PDF>
- [13] J. H. Kueffner, "Wind Hybrid Power System for Antarctica Inmarsat Link," in *INTELEC '86 - International Telecommunications Energy Conference*, Toronto, Canadá, 1986, p. 297-298. doi: 10.1109/INTLEC.1986.4794440.
- [14] R. H. Lasseter, "MicroGrids," in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, Nova Iorque, Estados Unidos da América, 2002, p. 305-308, vol.1. doi: 10.1109/PESW.2002.985003.

- [15] R. H. Lasseter et al., “Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS Microgrid Concept”, in *Consortium Electric Reliability Technology Solutions*, Berkeley, Estados Unidos da América, p. 1–27, Abril 2002.
- [16] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho e J. M. Guerrero, "Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, p. 2427-2451, Março 2017. doi: 10.1109/TPEL.2016.2569597.
- [17] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei e S. Bahramirad, "State of the Art in Research on Microgrids: A Review," *IEEE Access*, vol. 3, p. 890-925, 2015. doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [18] A. Hirsch, Y. Parag e J. M. Guerrero, “Microgrids: A Review of Technologies, Key Drivers, and Outstanding Issues,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, p. 402-411, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040
- [19] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani e C. Marnay, "Microgrids," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, p. 78-94, Julho-Agosto 2007. doi: 10.1109/MPAE.2007.376583.
- [20] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papathanassiou e N. Hatziargyriou, "Making Microgrids Work," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, p. 40-53, Maio-Junho 2008. doi: 10.1109/MPE.2008.918718.
- [21] Navigant Research, “Navigant Research Has Identified 4,475 Microgrid Projects Representing Nearly 27 GW of Planned and Installed Power Capacity Globally Through 2Q 2019,” 2019. Disponível em: <https://www.navigantresearch.com/news-and-views/navigant-research-has-identified-4475-microgrid-projects-representing-nearly-27-gw-of-planned-and-in>
- [22] P. Asmus e M. Lawrence, “Emerging Microgrid Business Models,” *Navigant Research*, 2016.
- [23] G. Holdmann e P. Asmus, “Microgrid Innovation in the Circumpolar Arctic: Lessons for Developing World Markets,” *Navigant Research*, 2019. Disponível em: <https://www.navigantresearch.com/reports/microgrid-innovation-in-the-circumpolar-arctic>
- [24] Advanced Energy Economy (AEE), “Navigant Research. Advanced Energy Now: 2019 Market Report,” 2019. Disponível em: <https://www.advancedenergynow.org/aen-2019-market-report>
- [25] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira e A. G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, p. 916-924, Maio 2006. doi: 10.1109/TPWRS.2006.873018.
- [26] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna e M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, p. 158-172, Janeiro 2011. doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.

- [27] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg e P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, p. 4734-4749, Novembro 2012. doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [28] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou e A. Dimeas, "Microgrids Management," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, p. 54-65, Maio-Junho 2008. doi: 10.1109/MPE.2008.918702.
- [29] Estados Unidos da América, Departamento de Energia, "Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop," 2012. Disponível em: <https://www.energy.gov/oe/downloads/2012-doe-microgrid-workshop-summary-report-september-2012>
- [30] D. E. Olivares *et al.*, "Trends in Microgrid Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, p. 1905-1919, Julho 2014. doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [31] P. L. Villeneuve, "Concerns Generated by Islanding [Electric Power Generation]," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no. 3, p. 49-53, Maio-Junho 2004. doi: 10.1109/MPAE.2004.1293600.
- [32] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, p. 1-138, Abril 2018. doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
- [33] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), "ABNT NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características de Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição," 2013.
- [34] R. H. Lasseter e P. Piagi, "Microgrid: A Conceptual Solution," in *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*, Aachen, Alemanha, 2004, p. 4285-4290, vol.6. doi: 10.1109/PESC.2004.1354758.
- [35] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, J. Miret, M. Castilla e L. G. de Vicuña, "Hierarchical Control of Intelligent Microgrids," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 4, p. 23-29, Dezembro 2010. doi: 10.1109/MIE.2010.938720.
- [36] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T. Lee e P. C. Loh, "Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, p. 1254-1262, Abril 2013. doi: 10.1109/TIE.2012.2194969.
- [37] J. M. Guerrero, P. C. Loh, T. Lee e M. Chandorkar, "Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part II: Power Quality, Energy Storage, and AC/DC Microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, p. 1263-1270, Abril 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2196889.
- [38] T. Ackermann, G. Andersson e L. Söder, "Distributed Generation: A Definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, p. 195–204, 2001. doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8
- [39] R. C. Dugan e T. E. McDermott, "Distributed Generation," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 19-25, Março-Abril 2002, doi: 10.1109/2943.985677.

- [40] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012,” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- [41] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015,” 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- [42] N. Jenkins, J. Ekanayake e G. Strbac, *Distributed Generation*. Londres: IET, 2010.
- [43] M. H. J. Bollen e F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [44] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, W. D’haeseleer e R. Belmans, “Distributed generation: Definition, Benefits and Issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, p. 787–798, 2005. doi: 10.1016/j.enpol.2003.10.004
- [45] W. El-Khattam e M. Salama, “Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits,” *Electric Power Systems Research*, vol. 71, no. 2, p. 119–128, 2004. doi: 10.1016/j.epsr.2004.01.006
- [46] P. P. Barker e R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, Seattle, Estados Unidos da América, 2000, p. 1645-1656, vol. 3. doi: 10.1109/PESS.2000.868775.
- [47] M. H. J. Bollen, Y. Yang e F. Hassan, "Integration of Distributed Generation in the Power System - A Power Quality Approach," in *2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Wollongong, Austrália, 2008, p. 1-8. doi: 10.1109/ICHQP.2008.4668746.
- [48] F. Blaabjerg, Zhe Chen e S. B. Kjaer, "Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, p. 1184-1194, Setembro 2004. doi: 10.1109/TPEL.2004.833453.
- [49] J. M. Carrasco et al., "Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 4, p. 1002-1016, Junho 2006. doi: 10.1109/TIE.2006.878356.
- [50] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen e F. Blaabjerg, "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, p. 1292-1306, Setembro-Outubro 2005. doi: 10.1109/TIA.2005.853371.
- [51] T. Esum e P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, p. 439-449, Junho 2007. doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [52] A. Kirubakaran, S. Jain e R. K. Nema, “A Review on Fuel Cell Technologies and Power Electronic Interface,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, p. 2430-2440, 2009.
- [53] Z. Chen, J. M. Guerrero e F. Blaabjerg, "A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 8, p. 1859-1875, Agosto 2009. doi: 10.1109/TPEL.2009.2017082.

- [54] S. Nababan, E. Muljadi e F. Blaabjerg, "An Overview of Power Topologies for Micro-Hydro Turbines," in *2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Aalborg, Dinamarca, 2012, p. 737-744. doi: 10.1109/PEDG.2012.6254084.
- [55] A. Bertani, C. Bossi, F. Fornari, S. Massucco, S. Spelta e F. Tivegna, "A Microturbine Generation System for Grid Connected and Islanding Operation," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, Nova Iorque, Estados Unidos da América, 2004, p. 360-365, vol.1. doi: 10.1109/PSCE.2004.1397563.
- [56] B. Kroposki, C. Pink, R. DeBlasio, H. Thomas, M. Simões e P. K. Sen, "Benefits of Power Electronics Interfaces for Distributed Energy Systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 3, p. 901-908, Setembro 2010. doi: 10.1109/TEC.2010.2053975.
- [57] E. A. A. Coelho, P. C. Cortizo e P. F. D. Garcia, "Small-Signal Stability for Parallel-Connected Inverters in Stand-Alone AC Supply Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 38, no. 2, p. 533-542, Março-Abril 2002. doi: 10.1109/28.993176.
- [58] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas e V. Efthimiou, "Overview of Current and Future Energy Storage Technologies for Electric Power Applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, p. 1513-1522, 2009. doi: 10.1016/j.rser.2008.09.028
- [59] A. Mohd, E. Ortjohann, A. Schmelter, N. Hamsic e D. Morton, "Challenges in Integrating Distributed Energy Storage Systems into Future Smart Grid," in *2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Cambridge, Reino Unido, 2008, p. 1627-1632. doi: 10.1109/ISIE.2008.4676896.
- [60] H. J. Laaksonen, "Protection Principles for Future Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, p. 2910-2918, Dezembro 2010, doi: 10.1109/TPEL.2010.2066990.
- [61] A. A. Memon e K. Kauhaniemi, "A Critical Review of AC Microgrid Protection Issues and Available Solutions," *Electric Power Systems Research*, vol. 129, p. 23-31, 2015. doi: 10.1016/j.epsr.2015.07.006
- [62] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury e P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. Londres: IET, 2009.
- [63] B. J. Brearley e R. R. Prabu, "A Review on Issues and Approaches for Microgrid Protection," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, p. 988-997, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.047
- [64] A. G. Tsikalakis e N. D. Hatziargyriou, "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, Estados Unidos da América, 2011, p. 1-8. doi: 10.1109/PES.2011.6039737.
- [65] T. Morstyn, B. Hredzak e V. G. Agelidis, "Control Strategies for Microgrids With Distributed Energy Storage Systems: An Overview," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, p. 3652-3666, Julho 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2637958.
- [66] L. Meng, E. R. Sanseverino, A. Luna, T. Dragicevic, J. C. Vasquez e J. M. Guerrero, "Microgrid Supervisory Controllers and Energy Management Systems: A Literature Review,"

- Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, p. 1263-1273, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.03.003
- [67] N. Kagan, C. C. B. de Oliveira e E. J. Robba, *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 2 ed. São Paulo: Blucher, 2010.
- [68] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), “IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems,” *IEEE Std 1547.4-2011*, p. 1-54, Julho 2011. doi: 10.1109/IEEESTD.2011.5960751.
- [69] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), “IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers,” *IEEE Std 2030.7-2017*, p. 1-43, Abril 2018. doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8295083.
- [70] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), “IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers,” *IEEE Std 2030.8-2018*, p. 1-42, Agosto 2018. doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8444947.
- [71] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), “IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid,” *IEEE Std 2030.9-2019*, p. 1-46, Julho 2019. doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8746836.
- [72] International Electrotechnical Commission (IEC), “Microgrids - Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification,” *IEC TS 62898-1:2017*, p. 1-33, Maio 2017.
- [73] International Electrotechnical Commission (IEC), “Microgrids - Part 2: Guidelines for operation,” *IEC TS 62898-2:2018*, p. 1-38, Setembro 2018.
- [74] M. H. J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. Piscataway: IEEE Press, 2000.
- [75] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santosa e H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*. 2 ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 2003.
- [76] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8: Qualidade da Energia – Revisão 10. 2018 (Vigência),” p. 1-88, Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>
- [77] European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), “EN 50160. Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks,” p. 1-44, Julho 2010.
- [78] M. Bollen, J. Zhong, O. Samuelsson e J. Bjornstedt, "Performance Indicators for Microgrids during Grid-Connected and Island Operation," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucareste, Romênia, 2009, p. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2009.5282118.
- [79] M. Bollen, J. Zhong e Y. Lin, “Performance Indices and Objectives for Microgrids,” in *CIREN 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part I*, Praga, República Tcheca, p. 1-4, Setembro 2009.
- [80] S. M. Amin e B. F. Wollenberg, “Toward a Smart Grid: Power Delivery for the 21st Century,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, no. 5, p. 34-41, Setembro-Outubro 2005. doi: 10.1109/MPAE.2005.1507024.

- [81] Estados Unidos da América, Departamento de Energia, "The Smart Grid: An Introduction," p. 1-48, 2009. Disponível em: <https://www.energy.gov/oe/downloads/smart-grid-introduction-0>
- [82] H. Farhangi, "The Path of the Smart Grid," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, no. 1, p. 18-28, Janeiro-Fevereiro 2010. doi: 10.1109/MPE.2009.934876.
- [83] P. Djapic et al., "Taking an Active Approach," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, p. 68-77, Julho-Agosto 2007. doi: 10.1109/MPAE.2007.376582.
- [84] Q. Zhong e G. Weiss, "Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, p. 1259-1267, Abril 2011. doi: 10.1109/TIE.2010.2048839.
- [85] E. A. A. Coelho et al., "Small-Signal Analysis of the Microgrid Secondary Control Considering a Communication Time Delay," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 10, p. 6257-6269, Outubro 2016. doi: 10.1109/TIE.2016.2581155.
- [86] H. T. M. Carvalho, E. A. A. Coelho, L. C. G. de Freitas, G. B. de Lima, L. C. de Freitas, J. B. Vieira Jr., "Controle Secundário Distribuído para Regulação de Tensão e Frequência de Microrredes em Operação Ilhada," in *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, São Paulo, Brasil, p. 1-8, Novembro 2018.
- [87] H. T. M. Carvalho, E. A. A. Coelho, L. C. G. de Freitas, G. B. de Lima, L. C. de Freitas, "Controle Secundário Distribuído em Microrredes: Análise da Distribuição de Potência Entre Unidades Geradoras de Capacidades Diferentes," in *XVI Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (CEEL)*, Uberlândia, Brasil, p. 1-6, Novembro 2018.
- [88] H. T. M. Carvalho, *Controle de Microrredes CA: Estudo de Regulação de Frequência e Tensões*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia (UFU), Uberlândia, Brasil, p. 130, 2019.
- [89] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2011.
- [90] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre e A. V. Timbus, "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, p. 1398-1409, Outubro 2006. doi: 10.1109/TIE.2006.881997.
- [91] D. N. Zmood e D. G. Holmes, "Stationary Frame Current Regulation of PWM Inverters with Zero Steady-State Error," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 18, no. 3, p. 814-822, Maio 2003. doi: 10.1109/TPEL.2003.810852.
- [92] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre e P. C. Loh, "Proportional-Resonant Controllers and Filters for Grid-Connected Voltage-Source Converters," *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 153, no. 5, p. 750-762, Setembro 2006. doi: 10.1049/ip-epa:20060008
- [93] R. Teodorescu, F. Blaabjerg e M. Liserre, "Proportional-Resonant Controllers. A New Breed of Controllers Suitable for Grid-Connected Voltage-Source Converters," in *Proceedings of the 9<sup>th</sup> International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipments, Optim 2004*, vol. 3, p. 9-14, 2004.

- [94] H. Cha, T. Vu e J. Kim, "Design and Control of Proportional-Resonant Controller Based Photovoltaic Power Conditioning System," in *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, San Jose, Estados Unidos da América, 2009, p. 2198-2205, doi: 10.1109/ECCE.2009.5316374.
- [95] P. S. Kundur, *Power System Stability and Control*. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1994.
- [96] M. C. Chandorkar, D. M. Divan e R. Adapa, "Control of Parallel Connected Inverters in Standalone AC Supply Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, no. 1, p. 136-143, Janeiro-Fevereiro 1993. doi: 10.1109/28.195899.
- [97] A. Tuladhar, H. Jin, T. Unger e K. Mauch, "Parallel Operation of Single-Phase Inverter Modules With No Control Interconnections," in *Proceedings of APEC 97 - Applied Power Electronics Conference*, Atlanta, Estados Unidos da América, vol. 1, p. 94-100, 1997. doi: 10.1109/APEC.1997.581439.
- [98] Chih-Chiang Hua, Kuo-An Liao e Jong-Rong Lin, "Parallel Operation of Inverters for Distributed Photovoltaic Power Supply System," in *2002 IEEE 33rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Proceedings (Cat. No.02CH37289)*, Cairns, Austrália, 2002, p. 1979-1983, vol.4. doi: 10.1109/PSEC.2002.1023104.
- [99] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen e R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, p. 1107-1115, Julho 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.900456.
- [100] O.I. Elgerd, *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. Nova Iorque: McGraw-Hill Book Company, 1973.
- [101] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, M. Castilla e L. Garcia de Vicuna, "Control Strategy for Flexible Microgrid Based on Parallel Line-Interactive UPS Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 3, p. 726-736, Março 2009. doi: 10.1109/TIE.2008.2009274.
- [102] A. Reznik, M. G. Simões, A. Al-Durra e S. M. Mueen, "\$LCL\$ Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 2, p. 1225-1232, Março-Abril 2014. doi: 10.1109/TIA.2013.2274612.
- [103] E. A. A. Coelho, P. C. Cortizo e P. F. D. Garcia, "Small Signal Stability for Single Phase Inverter Connected to Stiff AC System," in *Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting (Cat. No.99CH36370)*, Phoenix, Estados Unidos da América, 1999, p. 2180-2187, vol.4. doi: 10.1109/IAS.1999.798756.
- [104] J. M. Guerrero, L. Garcia de Vicuna, J. Matas, M. Castilla e J. Miret, "Output Impedance Design of Parallel-Connected UPS Inverters with Wireless Load-Sharing Control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, no. 4, p. 1126-1135, Agosto 2005. doi: 10.1109/TIE.2005.851634.
- [105] A. Tuladhar, Hua Jin, T. Unger e K. Mauch, "Control of Parallel Inverters in Distributed AC Power Systems with Consideration of Line Impedance Effect," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, no. 1, p. 131-138, Janeiro-Fevereiro 2000. doi: 10.1109/28.821807.

- [106] Y. A. I. Mohamed e E. F. El-Saadany, "Adaptive Decentralized Droop Controller to Preserve Power Sharing Stability of Paralleled Inverters in Distributed Generation Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no. 6, p. 2806-2816, Novembro 200. doi: 10.1109/TPEL.2008.2005100.
- [107] M. J. Ryan e R. D. Lorenz, "A High Performance Sine Wave Inverter Controller with Capacitor Current Feedback and "Back-EMF" Decoupling," in *Proceedings of PESC '95 - Power Electronics Specialist Conference*, Atlanta, Estados Unidos da América, 1995, p. 507-513, vol.1. doi: 10.1109/PESC.1995.474857.
- [108] Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), "Norma Técnica ND-2.7: Instalações Básicas de Redes de Distribuição Aéreas Isoladas", p. 1-125, 2016. Disponível em: [http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/nd\\_2\\_7.pdf](http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/nd_2_7.pdf).
- [109] A. Micallef, M. Apap, C. Spiteri-Staines e J. M. Guerrero, "Single-Phase Microgrid With Seamless Transition Capabilities Between Modes of Operation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, p. 2736-2745, Novembro 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2444912.
- [110] C. A. Hernandez-Aramburo, T. C. Green e N. Mugniot, "Fuel Consumption Minimization of a Microgrid," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 3, p. 673-681, Maio-Junho 2005. doi: 10.1109/TIA.2005.847277.
- [111] F. Katiraei e M. R. Iravani, "Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, p. 1821-1831, Novembro 2006. doi: 10.1109/TPWRS.2006.879260.
- [112] X. Hou et al., "Distributed Hierarchical Control of AC Microgrid Operating in Grid-Connected, Islanded and Their Transition Modes," *IEEE Access*, vol. 6, p. 77388-77401, 2018. doi: 10.1109/ACCESS.2018.2882678.
- [113] X. Hou, H. Han, C. Zhong, W. Yuan, Y. Sun e M. Su, "A Unified Distributed Control for Grid-Connected and Islanded Modes in Multi-Bus AC Microgrid," in *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Pequim, China, 2017, p. 2377-2382. doi: 10.1109/IECON.2017.8216400.
- [114] C. Cho, J. Jeon, J. Kim, S. Kwon, K. Park e S. Kim, "Active Synchronizing Control of a Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 12, p. 3707-3719, Dezembro 2011. doi: 10.1109/TPEL.2011.2162532.
- [115] F. Tang, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, D. Wu e L. Meng, "Distributed Active Synchronization Strategy for Microgrid Seamless Reconnection to the Grid Under Unbalance and Harmonic Distortion," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, p. 2757-2769, Novembro 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2406668.
- [116] F. Katiraei, M. R. Iravani e P. W. Lehn, "Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, p. 248-257, Janeiro 2005. doi: 10.1109/TPWRD.2004.835051.
- [117] Guan-Chyun Hsieh e J. C. Hung, "Phase-Locked Loop Techniques. A Survey," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 43, no. 6, p. 609-615, Dezembro 1996. doi: 10.1109/41.544547.

- [118] M. E. T. Souza, Ê. C. Resende, F. C. Melo, G. B. de Lima e L. C. G. de Freitas, "Computational Implementation and Comparative Analysis of Phase-Locked Loop (PLL) Methods Under Different Power Quality Disturbances," in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, Gramado, Brasil, 2019, p. 1-6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8894920.
- [119] S. Gao e M. Barnes, "Phase-Locked Loop for AC Systems: Analyses and Comparisons," in *6th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012)*, p. 1-6, Bristol, Reino Unido, 2012. doi: 10.1049/cp.2012.0199
- [120] R. J. Ferreira, R. E. Araújo e J. A. Peças Lopes, "A Comparative Analysis and Implementation of Various PLL Techniques Applied to Single-Phase Grids," in *Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE)*, Leiria, Portugal, 2011, p. 1-8.
- [121] S. M. Silva, B. M. Lopes, B. J. C. Filho, R. P. Campana e W. C. Bosventura, "Performance Evaluation of PLL Algorithms for Single-Phase Grid-Connected Systems," in *Conference Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting*, Seattle, Estados Unidos da América, 2004, p. 2259-2263, vol. 4. doi: 10.1109/IAS.2004.1348790.
- [122] S. Golestan, M. Monfared, F. D. Freijedo e J. M. Guerrero, "Dynamics Assessment of Advanced Single-Phase PLL Structures," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 6, p. 2167-2177, Junho 2013. doi: 10.1109/TIE.2012.2193863.
- [123] V. Kaura e V. Blasko, "Operation of a Phase Locked Loop System Under Distorted Utility Conditions," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, no. 1, p. 58-63, Janeiro-Fevereiro 1997. doi: 10.1109/28.567077.
- [124] M. Karimi-Ghartemani e M. R. Iravani, "A New Phase-Locked Loop (PLL) System," in *Proceedings of the 44th IEEE 2001 Midwest Symposium on Circuits and Systems. MWSCAS 2001 (Cat. No.01CH37257)*, Dayton, Estados Unidos da América, 2001, p. 421-424, vol. 1. doi: 10.1109/MWSCAS.2001.986202.
- [125] M. Ciobotaru, R. Teodorescu e F. Blaabjerg, "A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator," in *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, Jeju, Coreia do Sul, 2006, p. 1-6. doi: 10.1109/pesc.2006.1711988.
- [126] A. Ahmed, *Eletrônica de Potência*. Tradução de Bazán Tecnologia e Linguística; Revisão Técnica de J. A. Martino. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2000.
- [127] B. Kroposki et al., "Development of a High-Speed Static Switch for Distributed Energy and Microgrid Applications," in *2007 Power Conversion Conference - Nagoya*, Nagoia, Japão, 2007, p. 1418-1423. doi: 10.1109/PCCON.2007.373150.
- [128] Meiqin Mao, Yinzheng Tao, Liuchen Chang, Yongchao Zhao e Peng Jin, "An Intelligent Static Switch Based on Embedded System and its Control Method for a Microgrid," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, China, 2012, p. 1-6. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303306.
- [129] D. Klapp e H. T. Vollkommer, "Application of an Intelligent Static Switch to the Point of Common Coupling to Satisfy IEEE 1547 Compliance," in *2007 IEEE Power Engineering*

- Society General Meeting*, Tampa, Estados Unidos da América, 2007, p. 1-4. doi: 10.1109/PES.2007.385815.
- [130] J. W. Schwartzenberg e R. W. De Doncker, "15 kV Medium Voltage Static Transfer Switch," in *IAS '95. Conference Record of the 1995 IEEE Industry Applications Conference Thirtieth IAS Annual Meeting*, Orlando, Estados Unidos da América, 1995, p. 2515-2520, vol. 3. doi: 10.1109/IAS.1995.530623.
- [131] M. J. Yang, F. Zhuo, X. W. Wang, H. P. Guo e Y. J. Zhou, "Research of Seamless Transfer Control Strategy of Microgrid System," in *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, Jeju, Coreia do Sul, 2011, p. 2059-2066. doi: 10.1109/ICPE.2011.5944504.
- [132] Z. Yao, L. Xiao e Y. Yan, "Seamless Transfer of Single-Phase Grid-Interactive Inverters Between Grid-Connected and Stand-Alone Modes," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 6, p. 1597-1603, Junho 2010. doi: 10.1109/TPEL.2009.2039357.
- [133] S. M. Ashabani e Y. A. I. Mohamed, "A Flexible Control Strategy for Grid-Connected and Islanded Microgrids With Enhanced Stability Using Nonlinear Microgrid Stabilizer," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, p. 1291-1301, Setembro 2012. doi: 10.1109/TSG.2012.2202131.
- [134] S. Mishra, D. Ramasubramanian e P. C. Sekhar, "A Seamless Control Methodology for a Grid Connected and Isolated PV-Diesel Microgrid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, p. 4393-4404, Novembro 2013. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2261098.
- [135] F. Harirchi, M. G. Simões, M. Babakmehr, A. Al-Durra e S. M. Mueen, "Designing Smart Inverter with Unified Controller and Smooth Transition between Grid-Connected and Islanding Modes for Microgrid Application," in *2015 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Addison, Estados Unidos da América, 2015, p. 1-7. doi: 10.1109/IAS.2015.7356800.
- [136] S. K. Khadem, M. Basu e M. F. Conlon, "Intelligent Islanding and Seamless Reconnection Technique for Microgrid With UPQC," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, no. 2, p. 483-492, Junho 2015. doi: 10.1109/JESTPE.2014.2326983.
- [137] P. Piagi e R. H. Lasseter, "Autonomous Control of Microgrids," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Canadá, 2006, p. 1-8. doi: 10.1109/PES.2006.1708993.
- [138] R. H. Lasseter, "Microgrids and Distributed Generation," *Journal of Energy Engineering*, vol. 133, no. 3, p. 1-7, Setembro 2007. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9402(2007)133:3(144)
- [139] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodriguez e R. Teodorescu, "Adaptive Droop Control Applied to Voltage-Source Inverters Operating in Grid-Connected and Islanded Modes," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 10, p. 4088-4096, Outubro 2009. doi: 10.1109/TIE.2009.2027921.
- [140] C. Jin, M. Gao, X. Lv e M. Chen, "A Seamless Transfer Strategy of Islanded and Grid-Connected Mode Switching for Microgrid based on Droop Control," in *2012 IEEE Energy*

*Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Raleigh, Estados Unidos da América, 2012, p. 969-973. doi: 10.1109/ECCE.2012.6342714.

[141] M. Rizo, F. Huerta, E. Bueno e M. Liserre, "A Synchronization Technique for Microgrid Reclosing after Islanding Operation," in *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Montreal, Canadá, 2012, pp. 5596-5601, doi: 10.1109/IECON.2012.6389010.