

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

**André Pacheco Meurer**

**CONTROLE HIERÁRQUICO PARA INVERSORES  
FORMADORES DE REDE EM MICRORREDES AC**

**Santa Maria, RS, Brasil  
2023**

André Pacheco Meurer

**CONTROLE HIERÁRQUICO PARA INVERSORES FORMADORES DE  
REDE EM MICRORREDES AC**

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

**Orientador: Prof. Dr. Fábio Ecke Bisogno**  
**Coorientador: Prof. Humberto Pinheiro, Ph.D.**

Santa Maria, RS, Brasil  
2023

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

Meurer, André Pacheco

CONTROLE HIERÁRQUICO PARA INVERSORES  
FORMADORES DE REDE EM MICRORREDES AC / André  
Pacheco Meurer - 2023

108 p.; 30 cm

Orientador: Fábio Ecke Bisogno

Coorientador: Humberto Pinheiro

Tese (doutorado) – Universidade Federal de Santa Maria,  
Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2023

1. Engenharia Elétrica 2. Inversores *Grid Forming* 3.  
Controle de Microrredes 4. *Energy Storage System* 5. *Black Start*  
*Capability* I. Bisogno, Fábio Ecke. II. Pinheiro, Humberto. III.  
Controle Hierarquico para Inversores Formadores de Rede.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados  
fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos  
Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt  
Patta CRB 10/1728.

Declaro, ANDRÉ PACHECO MEURER, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Tese) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

André Pacheco Meurer

**CONTROLE HIERÁRQUICO PARA INVERSORES FORMADORES DE  
REDE EM MICRORREDES AC**

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

**Aprovado em 14 de Dezembro de 2023:**

---

**Fábio Ecke Bisogno, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/ Orientador) - Videoconferência

---

**Humberto Pinheiro, Ph.D. (UFSM)**  
(Coorientador) - Videoconferência

---

**André Miguel Nicolini, Dr. (IFSUL)** - Videoconferência

---

**Jorge Rodrigo Massing, Dr. (UFSM)** - Videoconferência

---

**Gustavo Guilherme Koch, Dr. (UFSM)** - Videoconferência

---

**Guilherme Sebastião da Silva, Dr. (UNIPAMPA)** - Videoconferência

**Santa Maria, RS, Brasil**  
**2023**

## AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida.

À minha família, em especial meu pai Werno, minha mãe Vera, e meus irmãos, Adriano e Ariane, os quais foram a base para meu desenvolvimento até o presente momento.

A todos os professores que me ajudaram nesta caminhada, em especial aos professores Fábio Ecke Bisogno e Humberto Pinheiro, os quais me orientaram durante o doutorado.

À UFSM e ao GEPOC, os locais que me ajudaram no meu desenvolvimento pessoal, desde a graduação, mestrado e doutorado.

“Se eu vi mais longe, foi por estar sobre ombros de gigantes”

**Sir. Isaac Newton - 1675 ”**

## RESUMO

### CONTROLE HIERÁRQUICO PARA INVERSORES FORMADORES DE REDE EM MICRORREDES AC

AUTOR: ANDRÉ PACHECO MEURER  
ORIENTADOR: FÁBIO ECKE BISOGNO  
COORIENTADOR: HUMBERTO PINHEIRO

Este trabalho apresenta os modos de operação de uma Microrrede de média tensão, abordando o controle hierárquico com foco no controle primário e secundário. No controle primário são projetadas as malhas de controle de corrente, controle de tensão, impedância virtual e do *droop*, este último utilizado para conectar fontes de tensão em paralelo. A malha de controle secundário é a responsável pela restauração de tensão e frequência utilizando um protocolo de comunicação específico entre os agentes da microrrede, neste nível também é implementado a sincronização da microrrede com a rede de distribuição. A microrrede opera conforme a norma IEEE2030, a qual define os modos de operação dos controladores operando em microrredes, sendo caracterizado por 2 modos de regime permanente: Conectado e Ilhado e por 4 modos transitórios: Ilhamento Planejado, Ilhamento não Planejado, Reconexão e *Black Start*. Os parâmetros utilizados para a caracterização da MR foram considerados utilizando uma seção da rede do campus da Universidade Federal de Santa Maria, onde resultados foram validados através de uma plataforma de *Hardware-in-the-loop*. Dentre as principais contribuições da tese estão uma nova função para a implementação da impedância virtual, a qual tem objetivo diminuir ruídos gerados pela impedância virtual quando ocorre uma situação de sobrecarga na microrrede. Outra abordagem, é uma metodologia para o projeto da velocidade da malha de sincronia de fase entre o inversor formador de rede e a rede de distribuição, a qual pode ser utilizada operando com *delays* variáveis em protocolos de comunicação.

**Palavras-chave:** *Grid Forming*, Microrredes, Controle hierárquico, Impedância virtual, Sincronismo de fase.

**ABSTRACT**

**HIERARCHICAL CONTROL FOR GRID  
FORMING INVERTERS**

AUTHOR: ANDRÉ PACHECO MEURER  
ADVISOR: FÁBIO ECKE BISOGNO  
COADVISOR: HUMBERTO PINHEIRO

This work presents the operating modes of a medium voltage Microgrid, addressing hierarchical control with a focus on primary and secondary control. In primary control, current control, voltage control, virtual impedance and droop loops are designed, the latter used to connect voltage sources in parallel. The secondary control loop is responsible for restoring voltage and frequency using a specific communication protocol between the microgrid agents. At this level, synchronization of the microgrid with the distribution grid is also implemented. The microgrid operates in accordance with the IEEE2030 standard, which defines the operating modes of controllers operating in microgrids, being characterized by 2 permanent modes: Connected and Islanded and by 4 transient modes: Planned Islanding, Unplanned Islanding, Reconnection and Black Start. The parameters used to characterize microgrid were considered using a section of the Federal University of Santa Maria campus network, where results were validated through a *Hardware-in-the-loop* platform. Among the main contributions of the thesis are a new function for the implementation of virtual impedance, which aims to reduce noise generated by virtual impedance when an overload situation occurs in the microgrid. Another approach is a methodology for designing the speed of the phase synchronization loop between the grid forming inverter and the distribution network, which can be used operating with variable delays in communication protocols.

**Keywords:** Grid Forming, Microgrid, Hierarchical Control, IEEE2030



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Microrredes instaladas até o ano de 2015 - 1,4 GW.....	17
Figura 1.2 – Arquiteturas de Microrredes .....	18
Figura 1.3 – Topologia típica de uma microrrede CA .....	20
Figura 1.4 – Principais agentes envolvidos .....	21
Figura 1.5 – Principais aplicações relacionadas a sistemas de armazenamento de energia .....	25
Figura 1.6 – Variação da carga do sistema ao longo do dia .....	26
Figura 1.7 – Possibilidade de utilização do BESS .....	27
Figura 1.8 – Ranges de operação genérica na MR operando em modo conectado. a) Tensão; b) Frequência .....	29
Figura 1.9 – <i>Ranges</i> de frequência e tensão da MR .....	30
Figura 1.10 – Representação simplificada de inversores conectados na rede a) <i>grid forming</i> b) <i>grid feeding</i> c) fonte de corrente <i>grid supporting</i> d) fonte de tensão <i>grid supporting</i> .....	31
Figura 1.11 – Microrrede atual e Microrrede do futuro .....	33
Figura 1.12 – Níveis de controle na MR .....	34
Figura 1.13 – Topologias de Microrredes .....	36
Figura 2.1 – Modos de Operação da Microrrede.....	42
Figura 3.1 – Níveis de controle no BESS-GFM e no MGCC.....	47
Figura 3.2 – Modelagem do inversor. a) Modelo em coordenadas $\alpha$ ; b) Modelo em coordenadas $\beta$ .....	48
Figura 3.3 – Malha aberta do compensador de corrente.....	49
Figura 3.4 – Polos e zeros de malha fechada.....	50
Figura 3.5 – Circuito equivalente para a malha de tensão de saída. a) Modelo em $\alpha$ b) Modelo em $\beta$ .....	51
Figura 3.6 – Diagrama de blocos para a malha de tensão de saída .....	52
Figura 3.7 – Diagrama de bode de malha aberta compensada.....	52
Figura 3.8 – Polos e zeros de malha fechada.....	53
Figura 3.9 – Circuito equivalente Thevenin. a) Coordenadas $\alpha$ ; b) Coordenadas $\beta$ .....	55
Figura 3.10 – Variação do coeficiente de amortecimento considerando a mesma frequência dos polos complexos conjugados. ....	56
Figura 3.11 – Respostas em frequência das funções dos indutores virtuais: função não causal $L(s)$ , função tradicionalmente implementada $Zo(s)$ e da função proposta $Zv(s)$ . ....	57
Figura 3.12 – Circuito equivalente para fonte de tensão conectada ao barramento CA.....	59
Figura 3.13 – P/Q Droop.....	60
Figura 3.14 – Restauração de tensão e frequência pela malha de controle secundário	62
Figura 3.15 – Etapas para Sincronia com a rede.....	64
Figura 3.16 – Circuito linearizado do PLL .....	65
Figura 3.17 – Diagrama de bode do PLL em malha aberta compensada e malha fechada .....	65
Figura 3.18 – Malha de restauração de tensão .....	66
Figura 3.19 – Diagrama de bode da malha de restauração de tensão .....	67
Figura 3.20 – Diagrama de Nyquist para malha de restauração de tensão, considerando <i>delays</i> de 0.01 e 1s.....	67
Figura 3.21 – Malha de restauração de frequência.....	68
Figura 3.22 – Diagrama de bode da malha de restauração de frequência .....	69

Figura 3.23 – Diagrama de Nyquist para malha de restauração de frequência, considerando <i>delay</i> de 0.01 e 1s .....	70
Figura 3.24 – Diagrama de blocos simplificado da sincronia de fase.....	71
Figura 3.25 – Período da referência e do BESS no sincronismo de fase. ....	72
Figura 3.26 – Diagrama de Nyquist para <i>delays</i> de 0.01 e 1 s.....	73
Figura 4.1 – Diagrama Unifilar de uma seção da rede da UFSM.....	76
Figura 4.2 – Microrrede da UFSM .....	77
Figura 4.3 – C-HIL Setup: a) Conexão física entre Typhoon, EPC e <i>Host PC</i> ; b) Equivalente <i>setup</i> .....	78
Figura 4.4 – Comparação de respostas com e sem ação <i>anti-windup</i> : a) potência ativa; b) potência reativa; c) frequência; d) tensão RMS de linha; e) referências de tensão; f) corrente de saída da fase A; g) função de limitação .....	79
Figura 4.5 – Comparação das funções de impedâncias virtuais na transição P4-P5. a) correntes de saída; b) referência de corrente; c) referência de tensão; d) tensão na impedância virtual; e) tensão de linha; f) sinais de modulação .....	80
Figura 4.6 – Processo de sincronização de frequência e fase. a) Diferença angular entre a rede e o BESS; b) Frequência da MG; c) Ação de controle de sincronização de fase; d) Ação de controle de restauração de frequência; e) <i>Delay</i> de comunicação .....	82
Figura 4.7 – <i>Zoom-in</i> no processo de sincronização de fase. a) Diferença angular entre a rede e o BESS; b) Frequência da MG; c) Ação de controle de sincronização de fase. ....	84
Figura 4.8 – Reconexão. a) Potência ativa; b) Corrente de saída do BESS; c) Tensão RMS do barramento; d) Ação de controle da restauração de tensão; e) Frequência; f) Ações de controle de frequência e de fase; g) Diferença angular h) <i>Delay</i> . ....	85
Figura 4.9 – Comparação das tensões de fase antes e depois da transição. a) zoom-in P2. b)zoom-in in P5-P6. ....	86
Figura 4.10 – Ilhamento não planejado - T1. a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento; e) Frequência; f) Ação de controle de restauração de tensão; g) Ação de controle de restauração de frequência .....	87
Figura 4.11 – Ilhamento não planejado - T2. a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento. ....	89
Figura 4.12 – Processo de <i>Black start</i> a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento; e) Frequência do BESS; f) <i>Zoom-in</i> na frequência. ....	90
Figura A.1 – Microrrede simulada no Typhon HIL-602 .....	107
Figura A.2 – Sistema supervisor utilizado para gerenciamento de potência do GFL-BESS.....	108

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Parâmetros da impedância de linha em função da tensão de operação	58
Tabela 3.2 – Norma para sincronização de DG (READ, 1995) .....	63
Tabela 4.1 – Parâmetros da Microrrede.....	75
Tabela A.1 – MGCC parameters.....	105
Tabela A.2 – BESS parameters .....	106

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>BESS</i>	<i>Battery Energy Storage System</i>
<i>CA</i>	Corrente Alternada
<i>CO2</i>	Dióxido de carbono
<i>DSO</i>	<i>Distribution Sysyem Operator</i>
<i>EDO</i>	<i>Emergency Dispach Order</i>
<i>EMS</i>	<i>Energy Managment System</i>
<i>ESS</i>	<i>Energy Storage System</i>
<i>FP</i>	Fator de Potência
<i>FR</i>	Fontes Renováveis
<i>GOOSE</i>	<i>Generic Object Oriented Substation Events</i>
<i>GFE</i>	<i>Grid-Feeding</i>
<i>GFL</i>	<i>Grid-Following</i>
<i>GFM</i>	<i>Grid-Forming</i>
<i>G2V</i>	<i>Grit to vehicule</i>
<i>HIL</i>	<i>Hardware-In-The-Loop</i>
<i>IED</i>	<i>integrated electronic devices</i>
<i>KVA</i>	Quilo Volt-Amper
<i>LVRT</i>	<i>Low Voltage Ride-Through</i>
<i>MGCC</i>	<i>Microgrid Central Controller</i>
<i>MGC</i>	<i>Microgrid Cluster</i>
<i>MR</i>	Microrredes
<i>MW</i>	Mega Watts
<i>OS</i>	Operadores do Sistema
<i>PCC</i>	<i>Point of commum coupling</i>
<i>POI</i>	<i>Point of interconnection</i>
<i>PWM</i>	<i>Pulse Width Modulation</i>
<i>P2P</i>	<i>Peer-to-peer</i>
<i>SCADA</i>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<i>SEP</i>	Sistema Elétrico de Potência
<i>SI</i>	<i>Smart Inverter</i>
<i>TSO</i>	<i>Transmission Sysyem Operator</i>
<i>UFMS</i>	Universidade Federal de Santa Maria
<i>V2G</i>	Veichule to grid
<i>VE</i>	Veículo Elétrico

## LISTA DE SÍMBOLOS

$C_f$	Filtro Capacitivo
$E$	Tensão RMS gerada pela droop
$f_s$	Frequência de chaveamento
$f_a$	Frequência de amostragem
$f_{BESS}$	Frequência do BESS-GFM
$i_{oa,b,c}$	Correntes de saída do inversor
$i_{o\alpha}$	Corrente de saída do inversor no eixo alfa
$i_{o\beta}$	Corrente de saída do inversor no eixo beta
$k_p$	Ganho do controlador proporcional da malha de corrente
$k_{pv}$	Ganho do controlador proporcional da malha de tensão
$L_f$	Filtro Indutivo
$L_v$	Impedância virtual
$LIM$	Função do limitador de corrente
$m$	Coefficiente de inclinação do droop de frequência
$n$	Coefficiente de inclinação do droop de tensão
$P_{PV}$	Potência ativa dos painéis fotovoltaicos
$P_{BESS}$	Potência ativa do BESS-GFM
$P_{CBESS}$	Potência ativa do BESS-GFL
$P_{PV}$	Potência dos painéis fotovoltaicos
$P_{1,7}$	Períodos do 1-5
$Q_{BESS}$	Potência reativa do BESS-GFM
$R_L$	Resistência série do indutor do filtro indutivo
$RL1 - 5$	Impedância de linha 1-5
$R_1$	Carga trifásica crítica
$R_2$	Carga trifásica despachável
$R_3$	Carga trifásica crítica
$s_s$	<i>Soft-Star</i>
$v_i$	Tensão inicial
$v_f$	Tensão final
$V_{AB_{inv}}$	Tensão entre as fases A e B no inversor
$V_{AB_{rede}}$	Tensão entre as fases A e B na rede
$V_{in}$	Tensão do barramento CC
$V_{\alpha ref}$	Tensão de referência no eixo alfa
$V_{\beta ref}$	Tensão de referência no eixo beta
$Vz_{\alpha}$	Tensão da impedância virtual no eixo alfa
$Vz_{\beta}$	Tensão da impedância virtual no eixo beta
$\xi_p$	Coefficiente de amortecimento dos polos
$\omega_c$	Frequência de corte do filtro passa-baixa
$\omega_n$	Frequência nominal do BESS-GFM
$\omega_{rede}$	Frequência nominal da rede

## LISTA DE APÊNDICES E ANEXOS

Apêndice A – Plataforma <i>Hardware-in-the-loop</i> .....	105
---	-----

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	16
1.1 AGENTES ENVOLVIDOS E MERCADOS DE ENERGIA .....	21
1.1.1 Value-stacking .....	24
1.2 NORMAS RELACIONADAS ÀS MR .....	29
1.3 CLASSIFICAÇÃO DOS INVERSORES CONECTADOS À MICRORREDES .....	30
1.4 CONTROLE DA MICRORREDE .....	33
1.4.1 Comunicações na Microrrede .....	36
1.5 REVISÃO BILIOGRÁFICA .....	38
1.5.1 Limitadores de Potência com utilização de impedância virtual .....	38
1.5.2 Delays de Comunicação .....	39
1.6 OBJETIVOS .....	40
1.7 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	41
<b>2 OPERAÇÃO DA MICRORREDE</b> .....	42
2.1 MODOS DE OPERAÇÃO .....	43
2.1.1 Operação em modo conectado - SS1 .....	43
2.1.2 Operação em modo ilhado - SS2 .....	43
2.1.3 Transição de Ilhamento Não-Planejado - T1 .....	44
2.1.4 Transição de Ilhamento Planejado - T2 .....	44
2.1.5 Transição de Reconexão - T3 .....	44
2.1.6 Black Start - T4 .....	45
2.1.7 Conclusões do Capítulo .....	45
<b>3 CONTROLE HIERÁRQUICO</b> .....	46
3.1 CONTROLE PRIMÁRIO - BESS .....	46
3.1.1 Malhas Internas - Controle de Corrente .....	46
3.1.2 Malhas Internas - Controle de tensão .....	51
3.1.3 Malhas Internas - Limitador de Potência .....	53
3.2 IMPEDÂNCIA VIRTUAL .....	54
3.2.1 Soft-Start .....	57
3.3 DROOP .....	58
3.4 CONTROLE SECUNDÁRIO - MGCC .....	61
3.4.1 Restauração e Reconexão .....	63
3.4.2 PLL .....	64
3.4.3 Restauração de Tensão .....	66
3.4.4 Restauração de Frequência .....	68
3.4.5 Sincronismo de Fase .....	70

3.4.6 Conclusões do Capítulo .....	74
<b>4 RESULTADOS DE HARDWARE-IN-THE-LOOP .....</b>	<b>75</b>
4.0.1 Microrrede da UFSM .....	75
4.1 IMPEDÂNCIA VIRTUAL COM LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA .....	78
4.2 SINCRONIZAÇÃO DA MR .....	81
4.3 RECONEXÃO - T3 E MODO CONECTADO - SS1 .....	84
4.4 ILHAMENTO NÃO PLANEJADO - T1 .....	86
4.5 ILHAMENTO PLANEJADO - T2 .....	88
4.6 BLACK START - T4 .....	89
4.6.1 Conclusões do Capítulo .....	91
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>92</b>
5.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO .....	92
5.2 ARTIGOS PUBLICADOS .....	93
5.3 ARTIGOS SUBMETIDOS .....	93
5.4 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	94
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>95</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>104</b>



# 1 INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas tem se concentrado esforços na redução do uso de combustíveis fósseis, devido a escassez de recursos naturais e conseqüentemente um aumento de gases de efeito estufa. Em virtude dessas novas tendências globais, diversos estudos sobre aproveitamento energético com fontes renováveis (FR) tais como solar, eólica, pequenas usinas hidrelétricas e biomassas têm se mostrado alternativas viáveis para ajudar a resolver esse problema geopolítico, muitas vezes incentivado por políticas públicas para desenvolvimento de novas tecnologias (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018a). Neste contexto, estima-se que até o ano de 2100 80% de toda a energia gerada no planeta venha de FR (HANNAN et al., 2018).

Devido a massiva proliferação das FR no sistema elétrico de potência (SEP), a rede de transmissão e distribuição não deve mais ser considerada como uma rede passiva (MONMASSON; COMECH; GRANADINO, 2010), a qual implicava em um fluxo unidirecional de potência da geração para a carga (DOKUS et al., 2021) e sim, como uma rede com fluxo bidirecional de energia (SAEED et al., 2021; COSTER et al., 2011). Com a penetração de FR, novos desafios foram incorporados na operação do SEP, como a flexibilidade, gerenciamento, confiabilidade, controle, comunicação e proteção (WANG et al., 2012; MONMASSON; COMECH; GRANADINO, 2010).

Dessa forma, a arquitetura do SEP deve ser repensada para que tenha capacidade de absorver novas FR, e operações bidirecionais de fluxo de potência, trazendo novos desafios para os operadores do sistema (OS) os quais gerenciam a rede de transmissão e distribuição, como compensar picos ou quedas momentâneas de energia, principalmente das FR solar e eólica, pois possuem natureza intermitente de geração e afetam diretamente a estabilidade e a qualidade do SEP (LASSETER et al., 2020).

Considerando os desafios que a integração das FR trazem para os OS, os sistemas de armazenamento de energia, (*Energy Storage Systems* - ESS) surgem como uma alternativa para contornar o problema da intermitência na geração além de agregar confiabilidade, segurança e planejamento ao SEP (RANA, 2017). Os ESS podem aumentar a eficiência e prover rápidas respostas transitórias, armazenando e despachando energia em um período de tempo muito pequeno e mantendo o fluxo entre geração e demanda do sistema equilibrado (GUERRERO et al., 2011; YOO; KIM, 2022; STANDARDS et al., 2016).

Ademais da integração dos ESS com a rede e as FR, diversos estudos tem mostrado a grande aplicação em conjunto com veículos elétricos (VE) o que tem acelerado a busca por novas tecnologias de armazenamento de energia para suprir essa necessidade de conexão entre *vehicle-to-grid* (V2G) e *grid-to-vehicle* (G2V) (FAN et al., 2015; KIM; JIN; YOON, 2019). Em prol da necessidade de integração de todos esses elementos na rede, surgiu-se o conceito de Microrredes (MR).

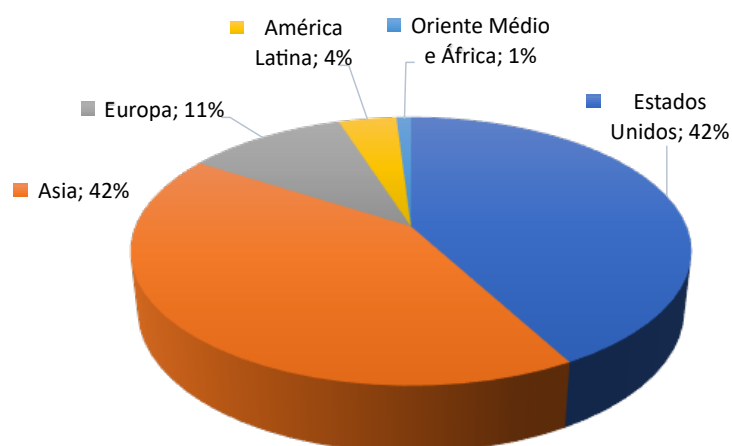
As MR são definidas como sendo um sistema de geração e distribuição de energia elétrica que atende a uma comunidade ou uma área geográfica específica. Ela é composta por diversos consumidores, mercados de transações de energia, FR, ESS, fontes não renováveis como diesel ou gás, formando geralmente uma rede de pequena escala, a qual pode operar de modo conectada à rede convencional de energia ou operar de modo ilhado (GUERRERO et al., 2011; ROCABERT et al., 2012).

As transições entre esses dois modos de operação devem ocorrer de forma suave (MONMASSON; COMECH; GRANADINO, 2010) (FORCE et al., 2014) e permitir que o usuário final da rede, deixe de ser apenas um consumidor e comece a fazer parte da rede tanto na geração como no consumo, sendo definido como um *prosumer* (GUERRERO et al., 2011).

As MR podem ser caracterizadas em diversas localizações, incluindo fábricas, comunidades e fazendas. Várias formas de MR podem ser projetadas dependendo da aplicação para o usuário, além disso, a contínua conexão e desconexão de sistemas de geração, cargas e fontes intermitentes de geração, como por exemplo, solar e eólica, formam diferentes topologias de MR (SAEED et al., 2021). Além disso, as MR fornecem uma alternativa para modificar as tradicionais redes existentes, fornecendo energia diretamente para as cargas sem passar por longas linhas de transmissão (SAHOO et al., 2021).

De acordo com a Figura 1.1, os Estados Unidos e Ásia tem se destacado na capacidade instalada de MRs, cada uma com aproximadamente 42% do mercado. Europa com 11%, América Latina com 4% e Oriente Médio e África com apenas 1% da divisão, são os outros principais participantes. A capacidade total instalada até o ano de 2015 era de aproximadamente 1.4GW com perspectiva de crescimento entre 5,7 - 8,7 GW até o ano de 2024.

Figura 1.1 – Microrredes instaladas até o ano de 2015 - 1,4 GW



Fonte: Adaptado de (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018b)

Embora exista diferentes classificações de MR, não existe um consenso no conceito de MR na literatura. Todas as definições podem ser amplamente agrupadas em duas grandes categorias, "*energy microgrid*" e "*community microgrid*" (BOSSCHE, 2022).

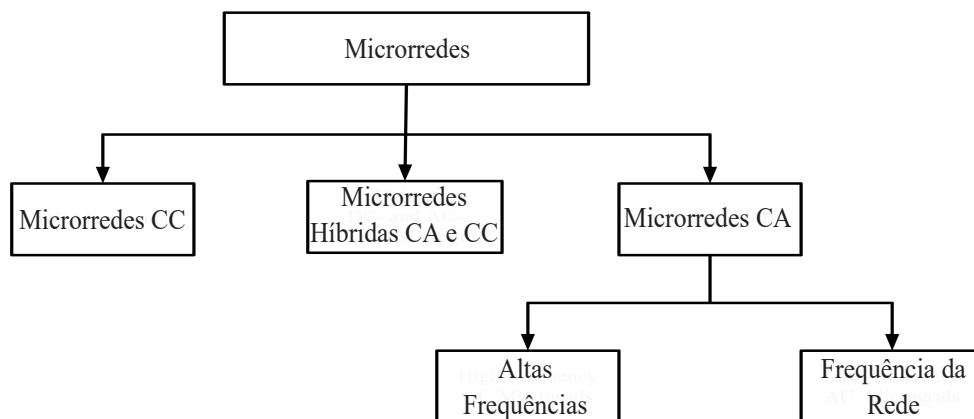
*Community microgrids* agrupam dados comerciais e financeiros, com objetivos de alcançar benefícios econômicos sociais e ambientais em fornecimento e distribuição comunitária de eletricidade, por exemplo por meio de uma alocação física parcial ou total em um propriedade de uma comunidade específica. De outra forma, *energy microgrids* são definidas por critérios técnicos como geradores, tensão de rede, sistemas de armazenamento, cargas controladas e funcionamento isolado ou não da rede de distribuição (BOSSCHE, 2022).

Devido principalmente aos aumentos das tecnologias na eletrônica de potência e controle (DOKUS et al., 2021) um dos critérios de classificações de *energy microgrids* está no modo de arquitetura e no tipo de transmissão de energia (WANG et al., 2012; BOSSCHE, 2022), conforme Figura 1.2.

As MR CC têm sido amplamente estudadas em sistemas de telecomunicação, veículos elétricos e sistemas para navios, por exemplo (CIEZKI; ASHTON, 2000; CHAN, 2002). O constante uso de cargas eletrônicas, geração fotovoltaica, e células a combustível tem ganhado bastante interesse e sendo uma solução interessante para este tipo de aplicação (WANG et al., 2012; ESPINA et al., 2020). Além disso, com a evolução da eletrônica de potência é possível conectar cargas e geradores AC, por meios de conversores eletrônicos (ESPINA et al., 2020).

Considerando as MR híbridas que contém o barramento tanto da parte CC quando da parte CA a qual faz a conexão com a rede de distribuição, conversores eletrônicos bidirecionais podem fazer a troca de energia entre as MR CC e CA (GUERRERO et al., 2011; WANG et al., 2012; ESPINA et al., 2020). Esta topologia permite utilizar a parte CC para integrar uma grande variedade de sistemas de geração de energia, como sistemas

Figura 1.2 – Arquiteturas de Microrredes



Fonte: Adaptado de (WANG et al., 2012)

de armazenamento de energia utilizando baterias, células a combustível ou *flywheels* e conversores do tipo CC-CC para conectar sistemas fotovoltaicos e pequenas turbinas no barramento. Apesar de ser uma solução mais flexível, este tipo de sistema contém uma maior complexidade devido aos dois barramentos independentes (ESPINA et al., 2020).

Dentre as MR CA, as que operam em altas frequências, principalmente em sistemas militares e de aeronaves, utilizam uma frequência base de (400-500) Hz, onde o objetivo principal desses sistemas são claros, diminuir o tamanho dos conversores eletrônicos (BORUP; NIELSEN; BLAABJERG, 2004; WANG et al., 2012). No entanto, com o aumento da frequência, as perdas aumentam consideravelmente com a distância da microrrede, sendo assim, apropriado apenas para pequenas localidades (SU, 1989).

Por fim, a grande maioria das MR CA, operam na frequência da rede de geração 50 ou 60 Hz, tipicamente abrange uma porção de um sistema de distribuição de energia elétrica, localizada a jusante da subestação de distribuição (ENVIRONMENTALECONOMICAL; OF; MICROGRID, 2008). No ponto de conexão entre a microrrede com a rede de distribuição, segundo a norma (IEEE2030.7, 2017), é adotado a nomenclatura de *point of interconnection* (POI) em razão do termo *point of common coupling* (PCC) já ser utilizado por várias diretrizes e normas em diferentes contextos e significados para os sistemas de distribuição o qual pode ser observado na Figura 1.3.

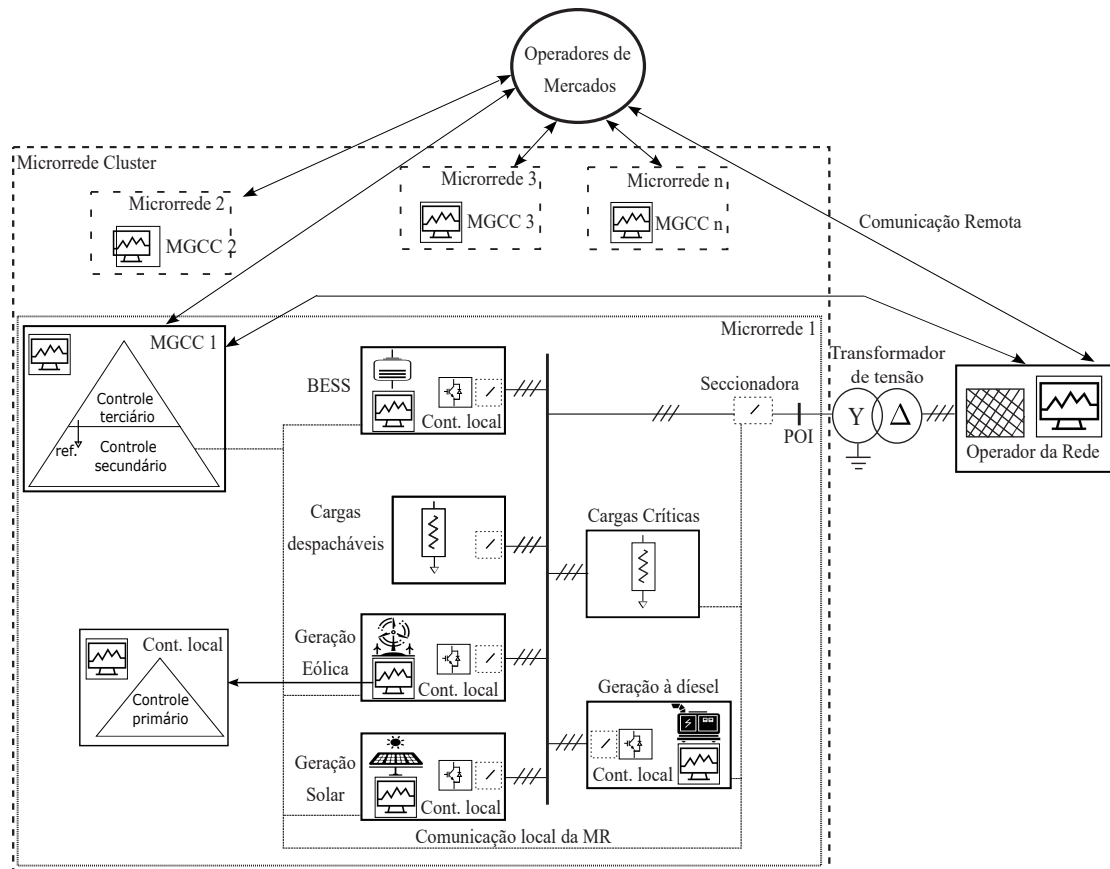
As MR CA podem operar em um barramento de média tensão tipicamente de 10 kV a 30 kV (AWAN et al., 2014) utilizando, obrigatoriamente, transformadores elevadores para fazer a conexão entre os elementos do sistema (cargas, fontes de geração distribuídas, BESS, etc) (SHAHPARASTI; MEMBER; LAAKSONEN, 2022).

Outra concepção é a utilização de MR em sistemas de baixa tensão onde a rede CA opera até 1 kV e não necessita de transformadores para elevar a tensão de saída dos elementos da MR, sendo a potência e a energia processada nesta configuração menores, se comparadas a MR de média tensão e alta tensão (MOREIRA et al., 2007; LASSETER, 2002).

Dentre os elementos que compõem a MR é necessário uma seccionadora para realizar o ilhamento no POI, transformadores para elevar (quando a MR operar em média tensão) ou rebaixar os níveis de tensão (transformador de conexão com a rede), conversores eletrônicos para retificar ou inverter a energia, cargas despacháveis e prioritárias, sistemas de geração distribuída (energia eólica, PV, células a combustível), ESS tipicamente composto por sistemas de armazenamento em baterias *Battery Energy Storage System* (BESS) (LUO et al., 2015), conforme pode ser observado na figura 1.3.

Para o controle, tipicamente cada MR tem um controlador central, denominado *Microgrid Central Controller* (MGCC) o qual é responsável por coordenar a operação da MR e tem funções de proteção, ajuste de parâmetros da rede buscando uma otimização e compartilhamento de potência, juntamente com funções específicas para cada aplicação (MENG et al., 2016).

Figura 1.3 – Topologia típica de uma microrrede CA



Fonte: Autor

O MGCC realiza o gerenciamento de energia entre todos os elementos que compõem a MR, a qual pode operar em modo conectado quando a seccionadora estiver conectada com a rede principal ou em modo ilhado, quando a seccionadora estiver aberta (MARZAL et al., 2018). Além disso, o MGCC realiza a comunicação e gerenciamento entre os controladores locais das FR e não renováveis e o controlador local do BESS, denominado *Battery managemnet System* (BMS) o qual é responsável por gerenciar o *State of Charge* (SOC) e *State of Health* (SOH) das baterias (LAWDER et al., 2014).

O objetivo principal do *Microgrid Cluster* (MGC) é aumentar a penetração das MR buscando uma operação eficiente e estável de todo o sistema (ZOU; MEMBER; MAO, 2019) (HAN et al., 2018). Dentre as principais vantagens, destaca-se as características econômicas, o compartilhamento de potência (utilizando a fonte de energia renovável mais barata e disponível para o momento atual), diminuição das perdas de transmissão além de ter uma tendência de desenvolvimento maior relacionado as *smart grids* (SG), promovendo a integração de vários *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) bem como a integração com mercados de energia.

Além das MR tradicionais, conjuntos de MR podem ser formados, *Interconnected multi-microgrids* (IMMG), as quais formam um arranjo de MR, geralmente geográfica-

mente próximas umas das outras operando juntamente com a rede de distribuição de energia (ZOU; MEMBER; MAO, 2019), conforme pode ser observado na figura 1.3. Além disso, cada MR deve ter um canal de comunicação entre o operador da rede e os operadores de mercados de energia, os quais podem mandar as referências de despacho para cada MR.

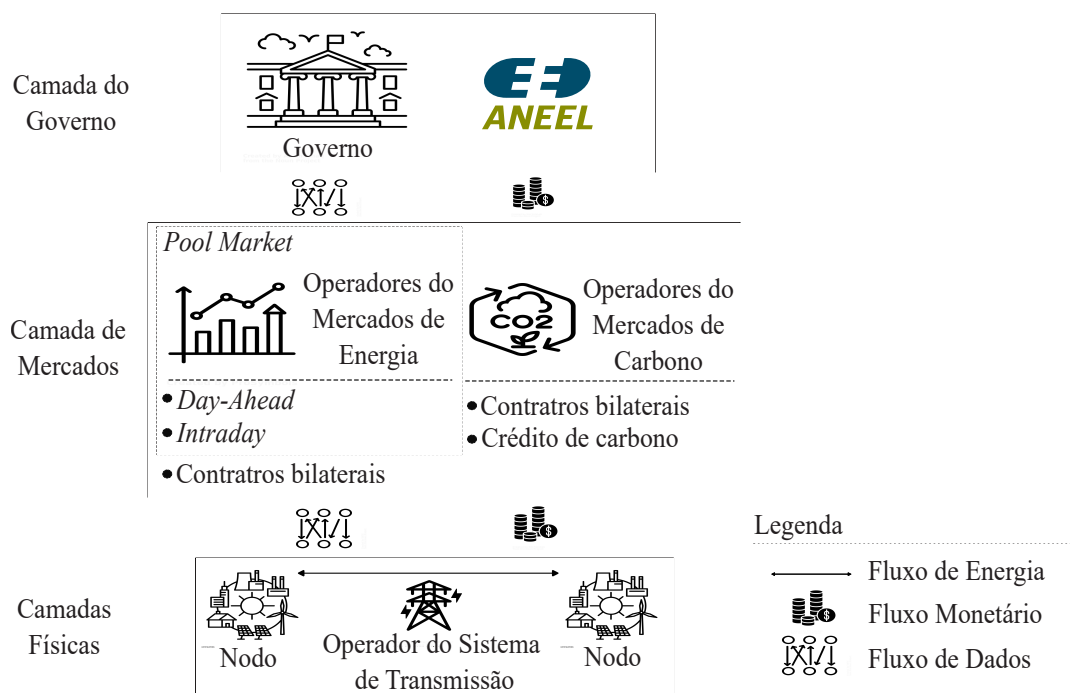
### 1.1 AGENTES ENVOLVIDOS E MERCADOS DE ENERGIA

A Figura 1.4 apresenta um *overview* dos agentes envolvidos, incluindo o governo, mercados e a camada física de uma MR. No topo da cadeia está o governo o qual é o responsável por realizar políticas de regulação e de investimento para evitar o uso de fontes de emissão de carbono, incentivando o uso de FR. Dentro da Camada de Governo estão os órgãos reguladores de energia, no Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a qual é uma agência reguladora independente, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Um dos objetivos do governo é reduzir o impacto ambiental e as mudanças climáticas, incentivando o desenvolvimento econômico através de financiamentos e subsídios às empresas a agirem sobre a não utilização de carbono e promover a sustentabilidade.

Além disso, projetos de pesquisa e desenvolvimento são constantemente propostos, com o intuito de apoiar os esforços das empresas no desenvolvimento de novas tecnologias que visem melhorar o desempenho e confiabilidade das MR.

Figura 1.4 – Principais agentes envolvidos



Fonte: Adaptado de (WANG et al., 2022)

Outro método de incentivo do governo são os créditos de carbono, que são recompensas financeiras para as empresas que reduzirem as emissões de gases de efeito estufa, os quais podem ser vendidos futuramente para outras empresas, investidores e até mesmo outros países. Para isso, políticas públicas de incentivo, redução de impostos e subsídios são disponibilizados para as empresas que optarem por realizar o investimento.

Na camada intermediária estão os mercados, os quais são divididos em dois setores, os Mercados de Carbono e os Mercados Energia (*pool market*), também mencionados na literatura como mercados de curto prazo.

Nesta cadeia, ambos os mercados podem realizar contratos bilaterais entre produtores e consumidores utilizando mecanismo *peer-to-peer* (P2P) para fazer as negociações diretas sem necessidade de intermediários, sendo acordado o total de energia e o preço. Esse tipo de contrato permite uma certa flexibilidade de escolha de fornecedores ao mesmo tempo que permite aos produtores de energia a certeza de vender a produção (WANG et al., 2022).

No Brasil, um exemplo de contratos bilaterais é através do Mercado livre de energia, onde empresas com demanda contratada igual ou maiores que 500 kW podem escolher diretamente seu fornecedor de energia elétrica.

No mercado de carbono, o operador do mercado é o responsável por gerenciar as transações de créditos de carbono incluindo a criação e administração de plataformas para comercialização. Os detalhes específicos de um contrato de carbono podem variar dependendo das partes envolvidas e dos objetivos a serem alcançados ao longo do tempo e estão diretamente relacionadas com as políticas implementadas pelo governo. Do ponto de vista financeiro, é o mercado de carbono que realiza as transações entre os vendedores e compradores, funcionando de forma semelhante ao mercado de energia.

No entanto, o mercado de créditos de carbono é altamente volátil e pode ser distinto em diferentes mercados e programas de créditos específicos de carbono. Um crédito de carbono é o equivalente a uma tonelada de dióxido de carbono CO<sub>2</sub> e seu preço varia ao longo do tempo e depende de valores como oferta e demanda, políticas governamentais e a evolução da economia global.

Por outro lado, no *pool market* duas formas de *trading* de energia normalmente são propostas pelos operadores dos Mercados de Energia e atuam em diferentes escalas de tempo que variam normalmente com a previsão de entrega de energia para o dia seguinte (D+1) *day-ahead market* e o *Real-time Energy market* ou também chamado de *intraday market*.

Os fornecedores de energia para os mercados de *day-ahead-market* fazem uso de algoritmos de previsão do tempo (no caso de utilizar energia solar ou eólica) evitando a volatilidade do mercado e definindo uma quantidade de energia por um valor fixo.

Alternativamente, no *day-ahead-market*, a compra e venda de energia ocorre em diferentes escalas de tempo, podendo variar entre algumas horas do dia ou de hora em

hora, dependendo do país onde foi implementado o mercado (YUEN; OUDALOV; TIMBUS, 2011). Neste modo de operação, os valores da energia contem uma volatilidade maior, e além da compra e venda de energia tradicional, ofertas por serviços ancilares são comercializadas, como por exemplo: regulação de tensão e frequência e reservas auxiliares de energia (Electric Power Research Institute, 2010).

Na camada mais inferior, a camada física, estão as redes de transmissão e distribuição associadas a seus investidores, e os nodos, as quais neste cenário podem ser entendidos como consumidores/geradores e seus agentes, como uma região ou uma MR, (WANG et al., 2022).

A capacidade e a expansão das infraestrutura de transmissão é feita pelos proprietários das redes de transmissão *transmission system operator* (TSO), os quais devem garantir o fluxo de energia entre os nodos e informar sobre a disponibilidade e a capacidade disponível, o que pode influenciar diretamente nos preços e disponibilidade em diferentes regiões.

O TSO pode receber remuneração por *congestions rents* que são custos adicionais cobrados para transmitir a demanda excedente de energia em uma determinada área, os quais são pagos pelos consumidores por necessitarem de uma demanda maior de energia em um período específico de tempo.

Assim como os TSOs, os proprietários das redes de distribuição (DSO) também são responsáveis pela infraestrutura do sistema, sendo remunerado por diversos serviços, como conexão de novos geradores na rede local, manutenção e reparo, gerenciamento de carga e até por serviços ancilares em algumas regiões.

Os serviços oferecidos pelo DSO são pagos por todos os usuários da rede em forma de uma tarifa, a qual serve para cobrir os custos de operação e manutenção, tanto dos consumidores como dos geradores de energia. Geralmente estas tarifas são fixadas pelos órgãos reguladores e podem variar dependendo da potência e energia gerada.

Tradicionalmente a autoridade nas decisões do gerenciamento de energia era dada pelo DSO, o qual interoperava os sistemas para manter a rede estável. No entanto, com o desenvolvimento das MR, o DSO e os proprietários das MR nem sempre são da mesma entidade ou grupo, o que culminou em diferenças nos objetivos e regras de cada agente.

No entanto, como estas entidades/grupos estão mutuamente conectados, as ações de cada agente impactam diretamente no outro, o que tem se tornado um desafio, uma vez que somente informações limitadas podem ser trocadas entre os DSO e os donos das MR, devido a privacidade e segurança da rede (MALEKPOUR; PAHWA, 2017).

Por fim, as MR ou os nodos de operação da rede são responsáveis por investir na geração e armazenamento de energia garantindo o balanço energético local podendo realizar a compra e venda de energia através dos Mercados de Energia ou no Mercado de Carbono.



### 1.1.1 *Value-stacking*

O sistema de armazenamento de energia pode maximizar o seu valor fornecendo diversos serviços associados a topologia do inversor e funções implementadas, mas com escalas de tempo diferentes. Como algumas das aplicações são raramente executadas, como por exemplo o serviço ancilar de *black start*, o BESS deve prover diferentes formas de remuneração para maximizar o seu aproveitamento, o que é conhecido por *value-stacking* (NREL2018, 2018).

Os serviços que o sistema de armazenamento vai prover, varia dependendo da aplicação (*utility*, comercial/industrial ou residencial) e do local onde ela é instalada. Essa remuneração pode ocorrer de diferentes formas, desde os mercados de energia, (*trading*, mercados de carbono e contratos bilaterais) ou indiretamente pela aplicação do serviço.

Uma forma de aplicação indireta é o (adiamento de investimentos nas linhas de transmissão, *defer upgrade*), a qual também não tem diretamente um valor agregado ao mercado de energia (NREL2018, 2018), mas pode ser utilizada para cobrir os picos de demanda da rede, em locais específicos, sem a necessidade de construção de novas infraestruturas de transmissão de energia.

A Figura 1.5 apresenta as principais aplicações associadas ao sistema de armazenamento até o ano de 2018 nos Estados Unidos. Percebe-se que a grande maioria das aplicações são para suprir reservas de operação e serviços ancilares. A seguir são apresentados alguns *value-stacking* em que o BESS pode ser utilizado.

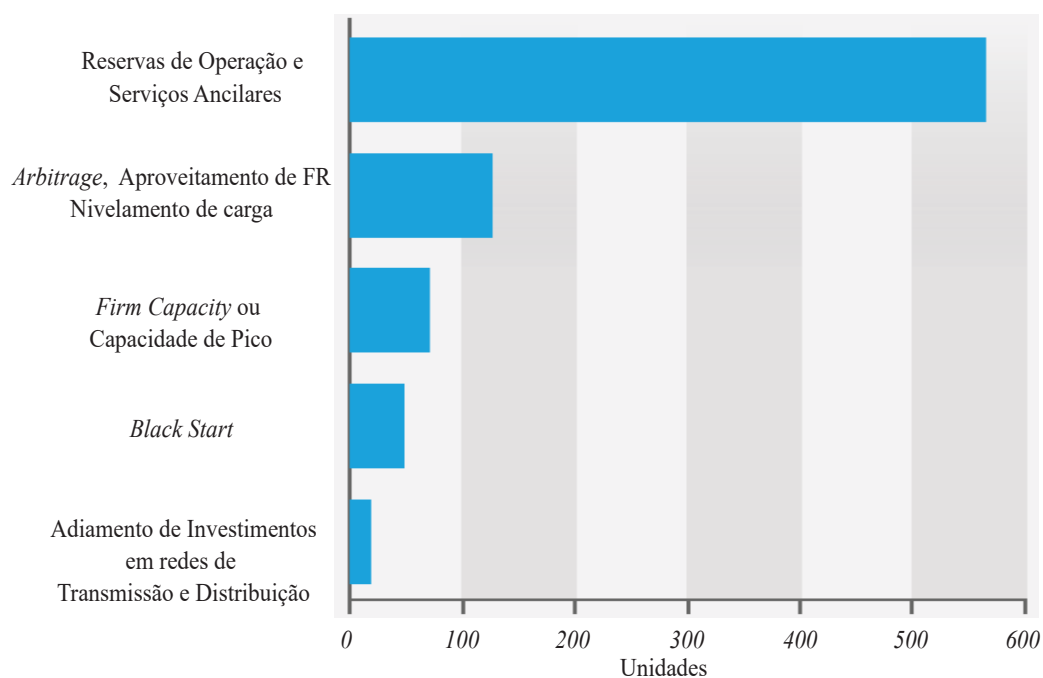
i) Reservas operacionais e serviços Ancilares: São uma variedade de serviços fornecidos a nível de transmissão e distribuição de energia, para garantir a confiabilidade e estabilidade da rede. Existem diversas categorias em função da escala de tempo em que cada uma atua. Alguns exemplos são regulação frequência, suporte de tensão, capacidade de reserva e *spinning reserves*. Além disso, estes serviços quando fornecidos com sistema de armazenamento de energia são mais baratos que os tradicionalmente utilizados, como fontes a gás e plantas térmicas (CONDON; REVESZ, 2018).

Dessa forma, o sistema de armazenamento deve ser capaz de exportar/importar uma grande quantidade de energia em um intervalo de tempo muito curto (alguns milissegundos), o que não é possível com sistemas de geração maiores como por exemplo, plantas termoelétricas e usinas hídricas.

Os serviços ancilares complementam o fornecimento de energia elétrica, e são necessários para garantir a estabilidade e segurança do sistema elétrico. Geralmente os custos deste tipo de serviço é repassado pelos DSOs e TSOs e são pagos pelos consumidores finais. No entanto, dependendo do tipo de contrato, grandes consumidores de energia podem pagar taxas separadas pela utilização desse tipo de serviço.

Geralmente, o responsável pela rede de transmissão TSO é quem tem interesse em manter o sistema estável e equilibrado sendo o responsável pela aquisição da maioria

Figura 1.5 – Principais aplicações relacionadas a sistemas de armazenamento de energia



Fonte: (NREL2018, 2018)

dos serviços ancilares, oferecendo recompensas financeiras para os fornecedores. Diversas formas de remuneração podem ser estabelecidas, como através de contratos bilaterais, mercados de energia e licitações (REBOURS et al., 2007).

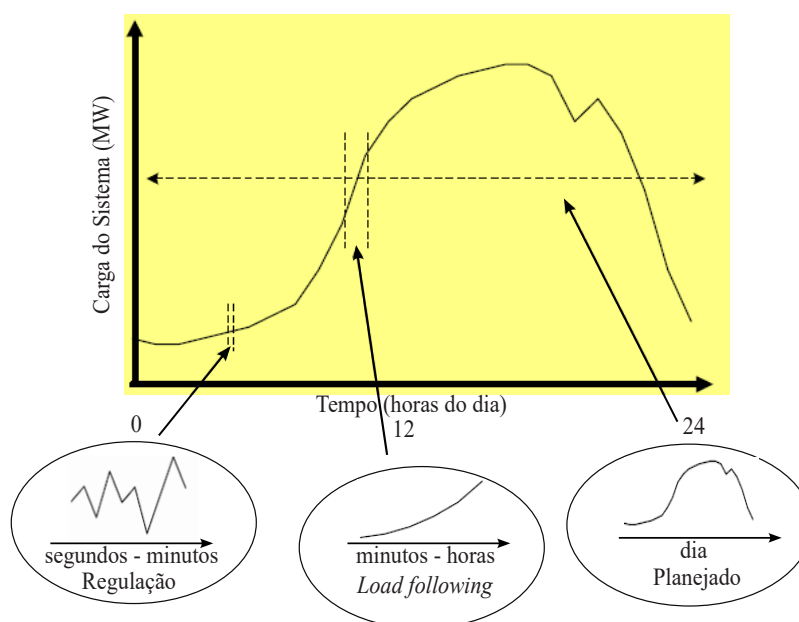
A figura 1.6 apresenta um perfil de carga genérico variando durante o dia. Percebe-se que dependendo da escala de tempo, diferentes serviços de regulação são utilizados para manter o equilíbrio entre a carga e a geração como regulação de frequência e *load following*.

Em aplicações como regulação de frequência não é necessário de altos tempos de descarga pois são serviços oferecidos para rápidas respostas transitórias (EYER; COREY, 2011). No entanto, grandes quantidades de energia são necessárias para realizar serviços ancilares associados a *load following* onde é necessário suprir a demanda de carga por um intervalo de tempo que pode durar até algumas horas. A taxa de variação que este serviço pode oferecer é denominada *ramping rate*, que está associado a quão rápido o serviço de *load following* consegue suprir a demanda.

Ainda na figura 1.6, percebe-se que o perfil de carga varia ao longo dos dias, o que gera o problema de *unit commitment* que é a decisão de quando e qual unidade de geração deve ser utilizada e qual deve ser desligada (SU, 1989; ELA; MILLIGAN; KIRBY, 2011).

De outra forma, a reserva operacional é uma quantidade de capacidade extra que está disponível para ser utilizada em momentos que ocorram mudanças inesperadas na demanda ou no fornecimento de energia, funcionam como um sistema de *backup* para a rede. Normalmente este serviço é pago pelos consumidores de energia através das faturas sob a forma de taxas ou encargos impostos pelo operador da rede. Na maioria das vezes

Figura 1.6 – Variação da carga do sistema ao longo do dia



Fonte: Adaptado de (ELA; MILLIGAN; KIRBY, 2011)

este custo já está embutido na tarifa de geração e distribuição.

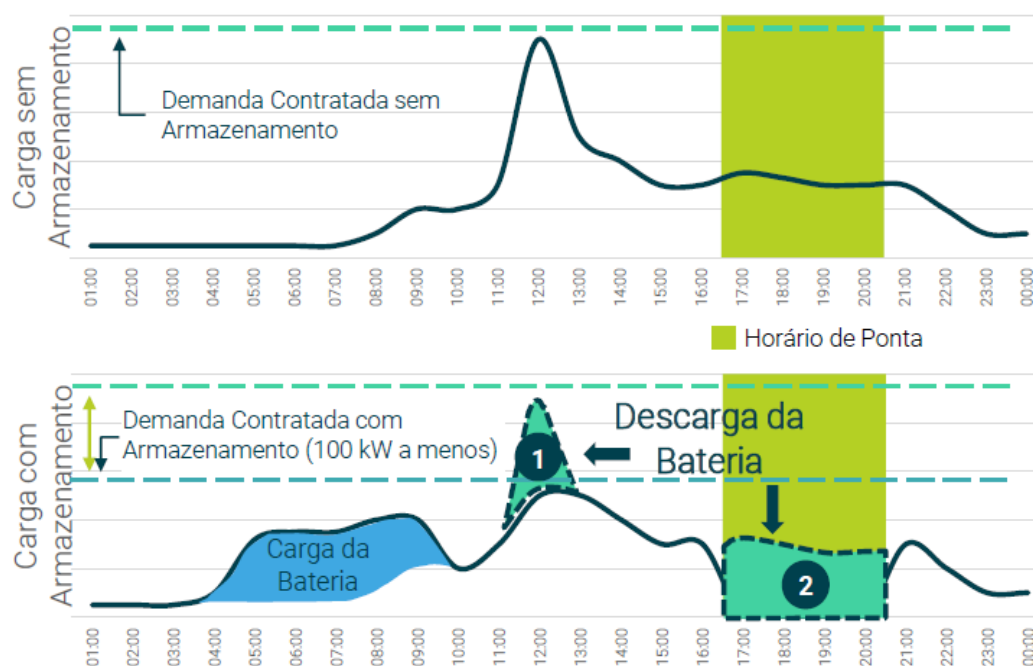
ii) *Energy Arbitrage*, aproveitamento de FR e Nivelamento de carga: É o serviço relacionado a compra de energia quando o preço praticado pelo mercado está com valor baixo e assim utilizado para carregar as baterias do sistema de armazenamento, e a venda de energia quando o preço está mais alto, aproveitando a variação dos preços de mercado devido as variações de demanda durante o dia no *day-ahead-market* realizando lucro com o sistema de armazenamento (MEHR et al., 2013).

Outro serviço relacionado com *arbitrage* é o *load-leveling* ou *peak shaving* que é a redução das flutuações de carga na rede, reduzindo os picos de geração de energia, sem necessidade de ligar mais fontes de geração ou de comprar mais energia (KIM; JIN; YOON, 2019), carregando as baterias nos momentos de baixa demanda, formando um perfil de carga mais "nivelado".

Embora os dois conceitos supracitados sejam muito parecidos, a diferença é que no *peak shaving* o objetivo é reduzir os picos de demanda de energia na rede e está associado a usuários comerciais e industrias, enquanto que *load leveling* esta mais relacionado a operação econômica, para operadores de *utility scale*. Além disso, este serviço favorece a estabilidade da rede, reduz a necessidade expansão de geração, transmissão e distribuição de energia.

A Figura 1.7 demonstra uma curva de carga ao longo do dia e uma possível aplicação em que o BESS pode reduzir a demanda contratada do consumidor (1), utilizando os períodos onde a carga está baixa para fazer o carregamento da bateria. Além disso, percebe-se que uma segunda aplicação proposta é a utilização do sistema de armazena-

Figura 1.7 – Possibilidade de utilização do BESS



Fonte: (GREENER; NEWCHARGE, 2021)

mento para suprir toda a demanda durante os horários de ponta (2), caso a distribuidora tenha esse perfil de taxaço.

Uma variaço de *Energy Arbitrage* é a não utilizaço de *reducing renewable energy curtailment* quando existe períodos de excesso de geraço de fontes renováveis como painéis solares durante a tarde ou de picos de geraço eólica durante a noite, e a demanda da rede está baixa, o BESS pode ser utilizado para absorver energia, sem necessidade de limitar a potência gerada pelas FR (NREL2018, 2018).

Outra aplicaço está relacionada a sistemas de transmissõ de energia *congestion relief* ou *defer feder capacity* quando em certo ponto da rede de transmissõ está congestionada, ou seja, a capacidade de transmissõ é excedida por algumas horas. Neste momento o sistema de armazenamento deve suprir a geraço em um ponto a frente da linha, e pode ser carregada em momentos em que a demanda da rede está baixa (ZHANG et al., 2017), não necessitando a construço de novas linhas de transmissõ.

iii) *Firm Capacity ou Capacidade de Pico*: Os operadores do sistema TSO e DSO devem garantir que existe geraço de energia suficiente para manter a operaço do sistema de potência estável independente do período do ano, onde pode ocorrer altos picos de demanda, principalmente em períodos como o verão. Para suprir esses picos de demanda, tradicionalmente geradores de alto custo associado são utilizados para realizar esse tipo de serviço.

Dependendo do perfil da curva de carga, um BESS pode suprir essa demanda para garantir o pico de geraço de capacidade. Embora a utilizaço de fontes renováveis possa

ajudar a suprir essa demanda, esse tipo de aplicação não é tipicamente utilizado, uma vez que a intermitência das FR pode coincidir com os picos de demanda (NREL2018, 2018).

Este tipo de serviço é muito semelhante ao *load following*, sendo a principal diferença é que a utilização da capacidade de pico ocorre para suprir demandas momentâneas, e o tamanho associado ao sistema de armazenamento é pequeno, quando comparado aos sistema de armazenamento utilizado para *load following*.

iv) *Black Start*: O serviço de *Black start* está relacionado a restauração ou início de operação da rede sem a necessidade de um gerador ou alguma fonte externa gerar a rede. Utilizando um BESS juntamente com um inversor *Grid forming* é possível criar as referências de tensão e frequência para a operação dos demais elementos que necessitam da rede para entrar em operação(ex.: fontes renováveis como PV e Eólica). No entanto, o valor econômico deste tipo de serviço é difícil de ser mensurado (TRIPATHY et al., 2018).

v) Adiamento de investimento em redes de Transmissão e Distribuição: Esse tipo de serviço esta associado com os DSOs e TSOs para adiar os investimentos em infraestruturas de rede. Isso pode ser alcançado instalando um sistema de armazenamento para absorver o excesso de energia gerado por FR em períodos de baixa demanda e liberar essa energia durante períodos de alta demanda.

Diversas aplicações são encontradas em *peaking capacity* e reservas de operação para responder as mudanças na geração e demanda ou para atualizar sistemas com congestionamento de carga ou crescimento de geração.

Dentre os métodos utilizadas para evitar a congestão na rede, estão o *load shedding* onde temporariamente algumas cargas são desconectadas da rede, o *redispatch* onde é feito o ajuste de plantas geradoras de energia em tempo real e *market-based Approaches* onde as tarifas de mercado são aumentadas pelo preço da congestão naquele período de tempo, penalizando os usuários.

Além disso, colocando o BESS próximo das cargas pode-se reduzir as perdas de transmissão e distribuição e diminuir a congestão da rede, ("*bottleneck*"), aliviando algum componente da rede que esteja no limite de capacidade, como por exemplo, uma linha de transmissão, distribuição ou transformadores (BYRNE; NGUYEN, 2018).

No Brasil, ao final de 2021 foi aprovado pela ANEEL o primeiro projeto de energia em baterias em larga escala no sistema elétrico brasileiro com previsão de operação ao final do ano de 2022. Desenvolvido pela empresa ISA CTEEP, o sistema foi instalado na subestação Registro (SP) com potência de 30 MW / 60 MWh em uma área de 5 mil metros quadrados, resultando em 180 *racks* de baterias distribuídos em 30 contêineres de 1 MW cada.

Este sistema vai atuar para suprir o pico de consumo, dando um reforço para a rede elétrica e evitando interrupção no fornecimento de energia devido ao excesso de demanda, garantindo mais segurança e confiabilidade no serviço de transmissão de energia (ISA CTEEP, 2021). Dentre as possíveis aplicações estão o alívio de pontos de congestão

do sistema, serviços ancilares de controle de tensão e frequência e compensação da variabilidade de geração de energia eólica e solar. Além disso, a tecnologia funciona como um *backup* para a rede, evitando o acionamento das usinas termelétricas e também colabora na redução da descarbonização, uma vez que reduz os custos de operação e expansão do sistema elétrico.

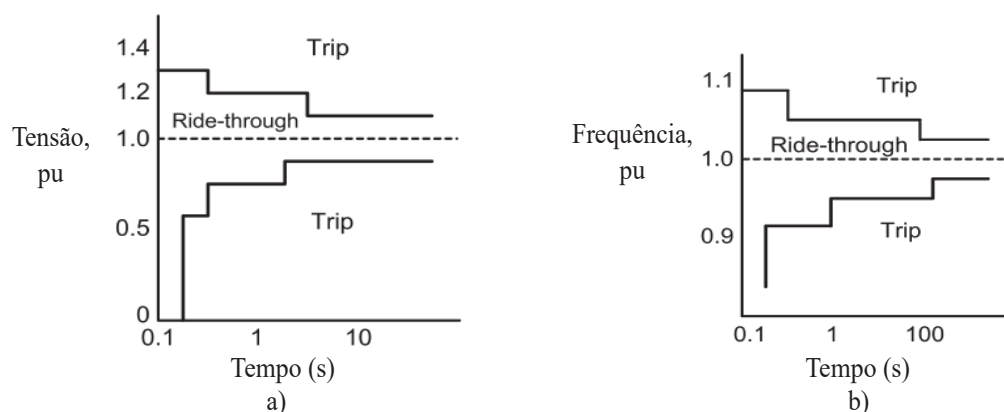
## 1.2 NORMAS RELACIONADAS ÀS MR

A regulação das normas que é um grande desafio de integração entre a MR e a rede de distribuição. A interconexão entre MR e a rede de distribuição são desenvolvidos para padronizar e minimizar os efeitos da integração da MR, de modo que o desempenho da rede principal não seja comprometido.

As Figuras 1.8 a) e b) apresentam as curvas genéricas de tensão e frequência das formas de operação permitidas na MR no POI. Esses são os mesmos tipos de gráficos que se aplicam a qualquer gerador ou DER conectado a uma rede de distribuição, onde a linha entre as áreas de *Trip* e *Ride-through* pode ser definida como uma zona morta onde qualquer uma das situações pode ser aceitável (IEEE, 2018).

Durante eventos de *low-voltage ride-through* (LVRT), principalmente em plantas eólicas e solar, o sistema deve permanecer conectado e fornecer serviços ancilares de suporte a rede em eventos de falta (ROGABERT et al., 2012). No entanto, na presença de qualquer avaria ou anormalidade essas normas devem garantir que a MR se desconectará da rede principal (SAEED et al., 2021).

Figura 1.8 – Ranges de operação genérica na MR operando em modo conectado. a) Tensão; b) Frequência



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2018)

A área delimitada por *Ride-through* na Figura 1.8a) e b) demonstra os valores quais a MR deve permanecer conectada com variações de tensão e frequência, percebe-se

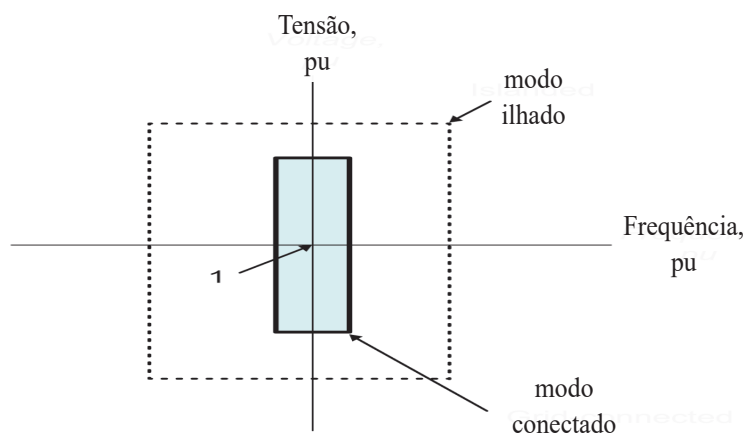
que com o aumento do tempo as linhas vão ficando mais próximas da referência unitária, indicando que quanto maior o tempo do distúrbio menor é a tolerância a desvios. Caso o evento extrapole a região delimitada, o Trip da seccionadora deve acontecer, desconectando a MR da rede de distribuição no POI (IEEE, 2018).

Os níveis de tensão e frequência e o intervalo ao qual eles se aplicam são definidos pelo requisitos de interconexão com o DSO, ou com as normas de rede aplicáveis no local de instalação em que a MR está operando. Quando a MR está operando em modo conectado, leva-se em consideração os limites já estabelecidos por normas como por exemplo a norma IEEE1547 (READ, 1995).

O objetivo da Figura 1.9 é demonstrar as diferenças entre os ranges de operação da MR em modo ilhado e conectado, percebe-se que quando operando em modo conectado os valores de variação de tensão e frequência são mais conservadores e devem ser considerados os valores já estabelecidos pelas norma para conexão de geradores. Em contrapartida, quando operando em modo ilhado, os limites de operação da MR podem ser relaxados consideravelmente, os quais são definidos unicamente por contratos para cada MR (IEEE, 2018).

A norma (IEEE2030.7, 2017) define as informações técnicas para os controladores de MR, bem como especificações funcionais, estrutura da MR e funções de controle. Essa norma será abordada com mais detalhes no capítulo 2, o qual vai definir os modos de operação da MR.

Figura 1.9 – *Ranges* de frequência e tensão da MR



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2018)

### 1.3 CLASSIFICAÇÃO DOS INVERSORES CONECTADOS À MICRORREDES

Dentre os inversores utilizados nas MRs, três grandes classificações são estabelecidas, inversores *grid forming* (GFM) Figura 1.10 a), inversores *grid feeding* (GFE) Figura

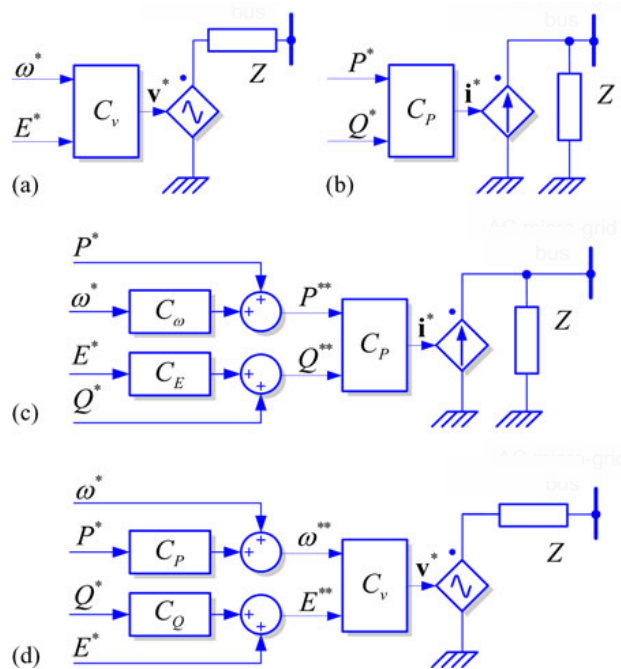
1.10 b) e inversores *grid supporting* (GSU) Figura 1.10 c) e d) (ROCABERT et al., 2012; BURAIMOH; DAVIDSON; MEMBER, 2021; ANTTILA; DÖHLER; OLIVEIRA, 2022).

Os inversores formadores de rede *grid forming* funcionam como uma fonte de tensão ideal de baixa impedância de saída, regulando amplitude de tensão ( $E$ ) e frequência ( $\omega$ ) (BURAIMOH; DAVIDSON; MEMBER, 2021). Tipicamente a alimentação primária é feita por fontes não intermitentes de energia, como baterias, gás natural e microturbinas (MIRAFZAL; ADIB, 2020).

Uma das principais características dos inversores *grid forming* é que durante variações de frequência da rede, quando operando com malhas de droop, estes vão variar instantaneamente sua potência para tentar equilibrar o sistema balanceando as cargas, a tensão e a frequência do sistema (LASSETER et al., 2020).

Além disso, os inversores formadores de rede devem ter algoritmos de sincronização extremamente precisos em virtude de trabalhar em paralelo com outros inversores formadores de rede (ROCABERT et al., 2012). Caso a rede tenha distúrbios que extrapolem o limite da MR, ou aconteça algum *blackout* este conversor é capaz de formar a MR em modo ilhado, gerando as referências de tensão e frequência para os outros inversores além de compartilhar a carga da MR. Neste caso, quando acontece o desligamento da rede principal, o inversor deve ser capaz de partir a mesma com as cargas conectadas, serviço ancilar denominado de *black start*.

Figura 1.10 – Representação simplificada de inversores conectados na rede a) *grid forming* b) *grid feeding* c) fonte de corrente *grid supporting* d) fonte de tensão *grid supporting*



Fonte: (ROCABERT et al., 2012)



Os inversores *grid feeding* funcionam como fontes de corrente controlada em paralelo com uma grande impedância,(BURAIMOH; DAVIDSON; MEMBER, 2021) tradicionalmente operam rastreando o ponto de máxima potência (MPPT) em aplicações com fontes renováveis em sua maioria painéis fotovoltaicos (PV) e geração eólica (GE), explorando os recursos renováveis ao máximo (ROCABERT et al., 2012; MANDRILE et al., 2021). Estes conversores podem participar no controle de tensão e frequência da MR, ajustando as referências de potência ativa ( $P^*$ ) e potência reativa ( $Q^*$ ) a ser injetadas na rede, mas tipicamente trabalham com fator de potência unitário (ROCABERT et al., 2012).

Esta topologia não deve ter tanta aplicação nos próximos anos, em virtude da grande penetração de energias renováveis, serviços auxiliares devem ser implementados para dar suporte para a rede (MANDRILE et al., 2021). Além disso, inversores *grid feeding* necessitam de um gerador síncrono ou de um inversor operando como formador de rede, ou seja, ele não pode operar sozinho em modo ilhado (ROCABERT et al., 2012).

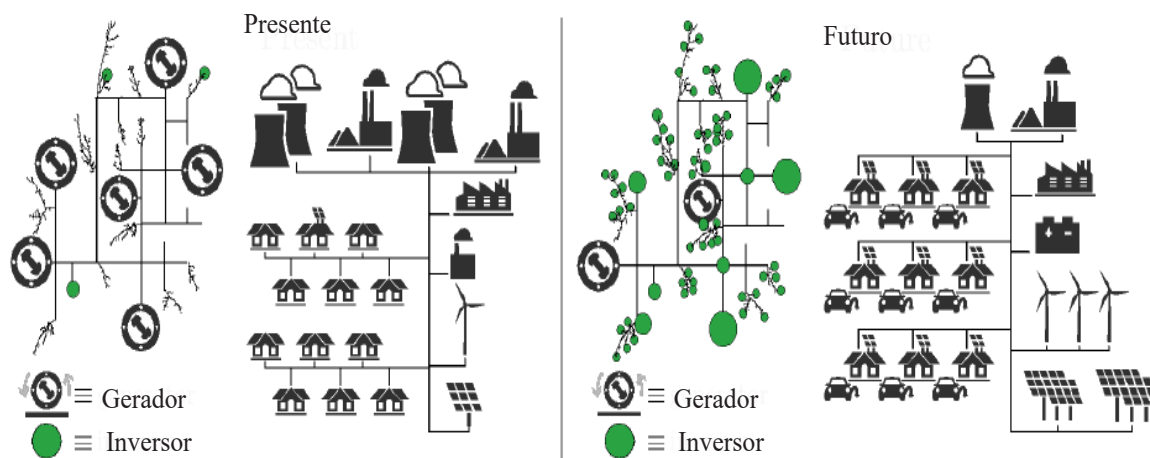
Inversores *grid supporting*, são caracterizados por sua topologia em fonte de corrente ou fonte de tensão, fornecem serviços auxiliares como suporte de transientes devido a afundamentos repentinos de frequência, suporte de reativos durante afundamentos de tensão *low voltage ride-through* (LVRT), compensação de harmônicos e capacidade de ilhamento (ROCABERT et al., 2012).

O principal objetivo desse tipo de conversor é participar da regulação da tensão e frequência controlando a potência ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) entregue para a rede(ROCABERT et al., 2012). Dessa forma, estes inversores devem permanecer conectados quando detectarem algum tipo de anomalia na rede, provendo suporte para a mesma(MIRAFZAL; ADIB, 2020).

Uma importante diferença entre as topologias em fonte de tensão e fonte de corrente para inversores operando como *grid supporting* é o comportamento transitório. Enquanto inversores fontes de tensão fornecem regulação de potência naturalmente frente a um distúrbio (rápida resposta transitória), os inversores com características de fonte de corrente reagem aos distúrbios através de malhas de controle, resultando em respostas transitórias mais lentas (ANTTILA; DÖHLER; OLIVEIRA, 2022).

Por fim, a Figura 1.11 apresenta uma perspectiva da rede presente no SEP e de como a rede será composta nos próximos anos. Percebe-se que ao longo do tempo os tradicionais geradores síncronos os quais foram a base de todo o sistema de geração de energia elétrica, caracterizando-se por ter uma grande inércia de rotação, serão substituídos pelos inversores supracitados. Dessa forma, uma nova geração de inversores *grid forming* e *grid supporting* devem ser capazes de manter a estabilidade do sistema para diferentes níveis de geração de energia, auxiliando principalmente os inversores *grid feeding* utilizando FR (LIN et al., 2020).

Figura 1.11 – Microrrede atual e Microrrede do futuro



Fonte: Adaptado de (LIN et al., 2020)

#### 1.4 CONTROLE DA MICRORREDE

Os principais objetivos de controle da MR são realizar três funções críticas: i) controle dos geradores distribuídos; ii) gerenciamento de energia; iii) proteções da MR, sendo este último um dos maiores desafios na integração de fontes distribuídas com a MR (ESPINA et al., 2020; LASSETER, 2002).

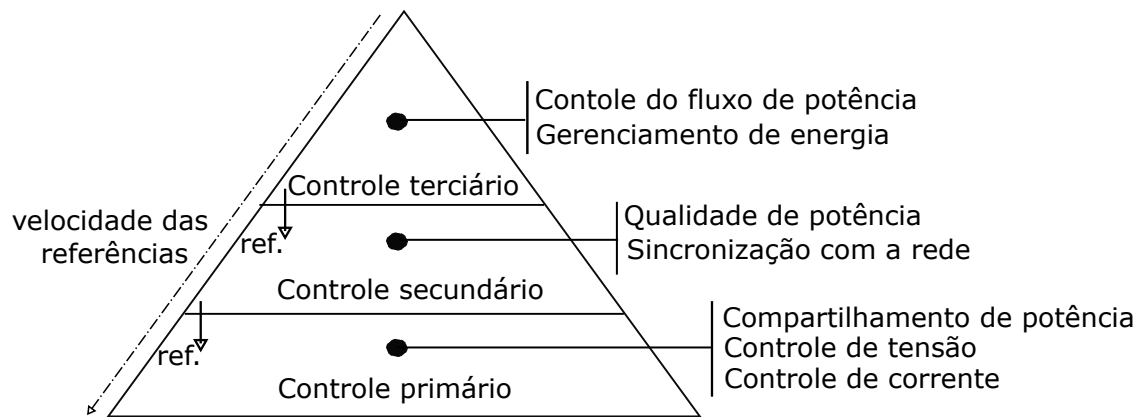
Para MRs que trabalham tanto em modo conectado como em modo ilhado, o sistema de proteção deve ser robusto o suficiente para responder a todos os tipos de faltas, (EISSA; AWADALLA, 2019; SAEED et al., 2021) uma vez que a magnitude das correntes dependem do modo de operação, elas podem se diferenciar drasticamente e dependem diretamente do estado da MR (STADLER et al., 2016). Além disso, o sistema de proteção deve ser capaz de desconectar rapidamente a MR da rede de distribuição durante alguma anormalidade, garantindo a proteção dos DGs, linhas de transmissão e cargas (EISSA; AWADALLA, 2019).

Atuando no gerenciamento de energia, a MR necessita de inversores que realizem a interface entre as fontes distribuídas e a rede principal, fornecendo maior flexibilidade para os sistemas de potência. Estes inversores devem ter capacidade de tomar decisões pró ativas e autônomas baseadas em medições locais e comunicação externa, os quais são definidos como *smart inverter* (SI). Além disso, quando operando em modo conectado na rede os SI podem fornecer serviços ancilares de qualidade de energia, otimização da MR, suporte de tensão e frequência, entre outros (MIRAFZAL; ADIB, 2020).

Da perspectiva da hierarquia de controle, a MR é organizada em três níveis, os quais são classificados como controle primário, responsável pelas malhas internas e compartilhamento de potência. Controle secundário responsável pela qualidade de potência

e sincronização com a rede. Controle terciário realizando o controle do fluxo de potência e gerenciamento de energia com a rede (GUERRERO et al., 2009b; MENG et al., 2016; MARZAL et al., 2018; ESPINA et al., 2020), conforme visto na Figura 1.12.

Figura 1.12 – Níveis de controle na MR



Fonte: Adaptado de (MENG et al., 2016)

Os níveis superiores enviam as referências de controle para os níveis inferiores, e para que não exista interferência entre eles, é necessário garantir que os sinais de referência tenham bandas passantes diferentes, de modo que com o aumento do nível de controle diminua a banda passante das referências, garantindo a estabilidade e robustez do sistema (GUERRERO et al., 2011; MENG et al., 2014).

O controle primário é baseado em medidas locais (CINTUGLU et al., 2018) e afeta diretamente a estabilidade e a qualidade de energia da MR, envolvendo malhas rápidas de controle de corrente e tensão, compartilhamento de potência, tais como droop (GUERRERO et al., 2011), *virtual synchronous generator* (VSG) (BEVRANI et al., 2016) ou *virtual oscillators* (LIN et al., 2020).

Dentre os métodos mais utilizados para compartilhamento de potência entre unidades DG paralelas, mas sem qualquer comunicação entre elas, destaca-se o droop. No entanto, o sistema baseado em controle de queda tem algumas limitações bem compreendidas, incluindo baixa estabilidade e alta sensibilidade a distúrbios de carga e impedância do alimentador (DU; WU; ZARGARI, 2019).

Dentre as possíveis soluções para melhorar o compartilhamento do droop, a impedância virtual tem sido extensivamente empregada. Em geral, ela é utilizada para resolver problemas de microrredes em compartilhamento de potência e instabilidades em operações ilhadas. Dessa forma, a impedância de saída é comumente ajustada para ser indutiva de acordo com o convencional função droop, na qual a potência ativa pode ser controlada pela frequência do inversor enquanto a potência reativa pode ser regulada pela amplitude da tensão de saída (WEI et al., 2019; DU; WU; ZARGARI, 2019).

O controle secundário é o responsável pela comunicação quase em tempo real (SER-

BAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020) entre os agentes da MR para realizar a restauração de frequência e tensão devido aos erros introduzidos pela malha de controle primário do droop e por mudanças de carga e operação da rede (SERBAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020), buscando melhorar a qualidade de energia e o compartilhamento de potência (MENG et al., 2016).

Na camada de controle secundário também é implementado o algoritmo de sincronização entre a MR e a rede de distribuição, onde a precisão na estimação do ângulo de tensão da rede tem grande influência na performance dos inversores operando em modo conectado, impactando diretamente no controle de potência ativa e reativa (ROCABERT et al., 2012).

No nível terciário está localizado o *Energy Management System* (EMS) com objetivo de gerenciar o fluxo de potência na MR, buscar a otimização dos recursos distribuídos e também o gerenciamento de congestionamento da rede (ESPINA et al., 2020). Sendo a malha mais lenta, opera em um intervalo de tempo de alguns minutos até segundos e funciona quando a MR está conectada na rede de distribuição (GUERRERO et al., 2011; BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

Nesta malha são enviadas as referências para o controle secundário e também para outros subsistemas conectados em toda a rede de distribuição, buscando otimizações em função de restrições impostas por algoritmos de buscas por desempenho, onde são considerados parte da rede, e não apenas da MR propriamente dita (GUERRERO et al., 2011; MENG et al., 2014) e (OLIVARES et al., 2014).

Para as condições de otimização, estão incluídos o ótimo despacho, compensação de desbalanceamento de tensão no barramento CA, algoritmos de monetização, previsões de geração, bem como demandas específicas dos DSOs e TSOs (VANTHOURNOUT et al., 2005; ROCABERT et al., 2012; MENG et al., 2014).

Dependendo das referências enviadas pelo controle terciário, o fluxo de potência ativa e reativa pode ser importado ou exportado independentemente, podendo ser utilizado para melhorar a qualidade de energia no POI, como por exemplo em casos de afundamentos de tensão, quando a MR deve injetar potência reativa, auxiliando a estabilidade da malha de tensão. (GUERRERO et al., 2011; CINTUGLU et al., 2018).

Em casos de detecção de ilhamento, é necessário desconectar a MR da rede principal, bem como desabilitar as referências do controle terciário, para evitar instabilidades devido aos termos integrais dos controladores. Neste modo de operação, o controle secundário é o responsável pelas magnitudes de tensão e frequência e utiliza referências internas para tal (ANTTILA; DÖHLER; OLIVEIRA, 2022; GUERRERO et al., 2011). Ademais, quando a MR está operando em modo conectado, os valores nominais de frequência e tensão são impostos pela rede.

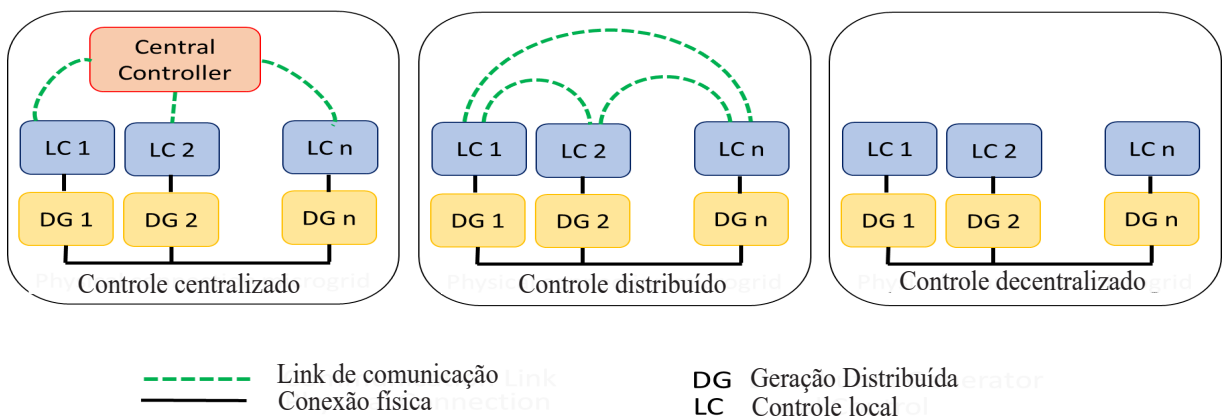
### 1.4.1 Comunicações na Microrrede

A Figura 1.13 apresenta as principais topologias de comunicação utilizadas em MR para o controle secundário, as quais são definidos como controle centralizado, controle distribuído e controle descentralizado (MARZAL et al., 2018; SERBAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020).

O controle descentralizado é implementado apenas localmente, onde as malhas de controle e de compartilhamento de potência ficam a critério do droop, onde não é necessário um link de comunicação. Neste modo de operação o controle secundário e terciário ficam prejudicados, uma vez que não existe troca de informação entre as unidades. Obviamente este tipo de controle não tem muita aplicabilidade, uma vez que não existe troca de informação direta entre os elementos (ESPINA et al., 2020; SERBAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020) e por isso não é muito explorado.

No controle centralizado a MR requer o MGCC, o qual faz o gerenciamento da MR e comunica-se com todos os dispositivos sendo necessário ter capacidade para processar todas as informações transmitidas pelos elementos da MR. No entanto, este método não é considerado o mais robusto, uma vez que o rompimento de algum link de comunicação pode comprometer a operação de todo o sistema, pois não existe redundância de comunicação (ESPINA et al., 2020).

Figura 1.13 – Topologias de Microrredes



Fonte: Adaptado de (ESPINA et al., 2020)

O Controle Distribuído funciona sem o MGCC, pois todos os elementos se comunicam entre eles, operando de forma autônoma, com o objetivos globais na MR (ESPINA et al., 2020). Neste modo de operação, a MR ganha escalabilidade para a conexão de novos elementos e também aumenta a robustez do sistema devido a todos os elementos da MR se comunicarem entre si, reduzindo as falhas nos links de comunicação, no entanto este método requer bastante processamento computacional.

Para que seja possível o compartilhamento de referências entre os níveis de controle secundário e terciário, é necessário a implementação de um sistema supervisorio (*supervisory control and data acquisition* SCADA) para gerenciar a comunicação entre os elementos da MR e os agentes externos, como por exemplo os operadores da rede DSO e mercados de compra e venda de energia (MIRAFZAL; ADIB, 2020).

Para garantir a performance dos controles de níveis terciário e secundário, diferentes redes de comunicação que englobam o sistema de controle são essenciais para a operação, as quais são divididas em duas grandes áreas: comunicação com fio (cobre ou fibra óptica) e *wireless* as quais devem ser capazes de operar com uma grande quantidade de dados trocados entre os agentes das MR (SERBAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020) (MENG et al., 2016).

Comunicações com fio são consideradas altamente confiáveis pois a automação e proteção adaptativa entre os IEDs ocorre de forma segura e robusta mas seu custo total e falta de flexibilidade impõem desafios adicionais quando novos equipamentos são instalados na rede (MARTÍ et al., 2018; GUTIERREZ-ROJAS et al., 2021).

Já a comunicação *wireless* baseada em sinais de radiofrequência é mais versátil, economicamente mais viável e escalável para adição de novos nodos e roteadores de comunicação, sem a necessidade de adição de novos cabos. No entanto, a pior performance em termos de robustez e a complexidade a nível de segurança e ataques cibernéticos é uma preocupação constante (GUTIERREZ-ROJAS et al., 2021; SERBAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020).

A combinação com e sem fio pode ser utilizada para potencializar as tarefas da rede onde comunicação por fibra óptica *Wifi* podem ser combinados. No entanto, a maioria dos trabalhos encontrados na literatura adota sistemas físicos menos sofisticados, com objetivo de uma rápida implementação, alta confiabilidade e baixa latência (GUTIERREZ-ROJAS et al., 2021).

Segundo (SERBAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020) que realizou o levantamento dos tipos de comunicação relacionadas aos níveis de controle foi observado que para o controle primário e secundário tem a predominância de transmissão em cabos de fibra óptica enquanto que o controle terciário tem uma predominância as comunicações *wireless* como por exemplo: ZigBee, Bluetooth, celular 3,4 e 5G e Lora.

Os protocolos de comunicação utilizados nas MR podem ser separados entre aqueles especificamente desenvolvidos para aplicações em MR (Modbus, DNP3 e IEC 61850) e os protocolos utilizados que foram desenvolvidos para outras aplicações (IP, TCP, NTP, etc) (SERBAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020).

Diversos esforços tem sido realizados para padronizar a comunicação da automação nas MR, nesse sentido a norma IEC61850 é a mais promissora, a qual possibilita a integração das funções de monitoramento, controle, medidas e proteção das subestações (ALI et al., 2018). A norma utiliza modelos de comunicação baseados em protocolos como

o *Manufacturer Message Specification* (MMS) para mensagens de comunicação, *Simple Network Time Protocol* (SNTP) para sincronização de tempos *Generic Object Oriented Substation Events* (GOOSE) e *Sampled Measured Values* (SMV) para mensagens rápidas.

Nesse sentido, a norma IEC61850 foi expandida para diversas áreas do sistema de potência, devido a sua boa aceitação pela indústria. No entanto, o gerenciamento de toda a MR engloba diversas áreas de controle, aplicação e proteção, a qual uma norma específica ainda não consegue alcançar todas as formas de monitoramento e troca de informações (CINTUGLU et al., 2018).

Por outro lado, quando existe um *link* de comunicação de internet nas MR essas são caracterizadas por serem altamente vulneráveis a ataques cibernéticos, especialmente em cenários em que envolvam a troca de energia para obter rendimentos financeiros. Em razão disso, os protocolos de comunicação requerem ferramentas de segurança como *virtual private networks* (VPN), *firewalls*, protocolos de criptografia ou plataformas de *block chain*. (SERBAN; CÉSPEDES; MEMBER, 2020).

## 1.5 REVISÃO BILIOGRÁFICA

Esta seção apresenta trabalhos relacionados a MR CA de média tensão operando com sistemas de armazenamento de energia onde são abordados principalmente dois tópicos. O primeiro é relacionado a trabalhos que utilizam impedância virtual com malhas de limitadores de potência, e o segundo é baseado em trabalhos que abordam o *delay* variável de comunicação entre o controle primário e secundário.

### 1.5.1 Limitadores de Potência com utilização de impedância virtual

Em (SHAHPARASTI; MEMBER; LAAKSONEN, 2022) um BESS de 1 MW conectado ao sistema de média tensão utilizando um transformador elevador de 400/10KV na Finlândia foi instalado para serviço de *Black Start* utilizando duas estratégias diferentes para contornar o problema da corrente de *inrush* durante o início da operação em modo ilhado. As propostas basearam-se em estratégias de modificação da referência de tensão na malha do droop e na modificação da referência de tensão na malha de controle da tensão, para limitar a corrente de *inrush*.

No trabalho de (DU et al., 2021) uma simulação dinâmica de um sistema de distribuição em grande escala inversores operando em modos *grid forming* e *grid following*, operam com distribuição trifásica desequilibrada em sistemas com alta penetração de DERs. A proposta é limitar a sobrecarga através da malha do droop, mas não apresenta o efeito das limitações nas malhas internas.

Em (FREYTES et al., 2021) um método de controle para um conversor modular multinível (MMC) com limitação de corrente no lado CA é apresentado em linhas de HVDC com controle utilizando eixos síncronos, em casos de *fault ride-through*. Isto é conseguido com dois controladores, para tensão e corrente, incluindo limitações elípticas entre as malhas de controle.

Uma nova abordagem é introduzida em (ZAREI et al., 2019), que utiliza um método adaptativo baseado em impedância virtual para gerar referências de tensão. Este método melhora efetivamente o comportamento do Conversor de Fonte de Tensão (VSC) durante curtos-circuitos e reforça a capacidade de Fault Ride Through (FRT) do VSC. Além disso, é proposto um limitador de referência de corrente senoidal rápido, melhorando o desempenho geral para controle utilizando coordenadas em eixos estacionários.

Os trabalhos supracitados apresentam malhas de limitações internas nas MGs quando conectados com, ou sem outros DERs, principalmente quando ocorre alguma falha na rede, ou em momentos de sobrecarga. No entanto, não abordam o impacto que a impedância virtual gera nas malhas internas de corrente e tensão, podendo afetar os DERs e cargas conectadas na MG.

### 1.5.2 Delays de Comunicação

Em (SHAFIEE et al., 2014) uma MR de baixa tensão foi proposta operando com um *setup* experimental de dois inversores de 2.2 kW operando em paralelo para verificar a performance do controle secundário utilizando controle centralizado e o controle distribuído. Além disso, foi realizado diferentes *delays* na malha de controle secundário para verificar a performance dos controladores. Por fim, foi implementado o processo de *black start* em um dos inversores formadores de rede.

No trabalho de (ZHAO et al., 2016) uma MR de média tensão com um sistema de BESS de 500 kW/3000 kWh foi proposto para operar na ilha de Dongao, juntamente com fontes renováveis. Para manter a estabilidade de frequência do sistema para diferentes escalas de tempo uma estratégia de controle foi proposta para operar em três zonas: A) Zona estável, B) Zona de atenção e C) Zona de Emergência.

Ainda, o MGCC realiza o gerenciamento de frequência e aplica os algoritmos de controle propostos enquanto que a comunicação local da MR, controles locais e proteções acontece através da IEC61850 (Goose/SV) a cada 5ms de intervalo. A comunicação dos instrumentos de medição e dos dispositivos de controle para a estação principal é feita pela IEC61850 (MMS) a cada 2s.

Em (LAI et al., 2016) o artigo apresenta uma nova abordagem para gerenciar MGs através de um sistema de controle cooperativo distribuído baseado em droop. Ele aborda especificamente os desafios associados a uma rede de comunicação que apresenta atrasos



não uniformes e variáveis no tempo.

Outros trabalhos abordam os atrasos de controle secundário, como em (AHUMADA et al., 2016) onde a comparação do desempenho de diferentes estruturas de controle com aquelas obtidas usando um controlador convencional do tipo proporcional-integral, em uma MG operando em modo ilhado.

Em (ALI; Suhail Hussain, 2018) é proposto um projeto e modelagem baseado na IEC 61850 para Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), visando vários recursos energéticos distribuídos. O autor apresenta um novo nó lógico para cargas controláveis e discute o projeto da estrutura e tamanho das mensagens de comunicação necessárias para a automação do gerenciamento de energia na MG.

No trabalho de (GOMEZ-CUBA; ASOREY-CACHEDA; GONZALEZ-CASTANO, 2013) é fornecido uma estrutura geral para estudar diversas tecnologias de acesso adequadas em *Smart Grids* que servem de interfaces de serviços de energia para clientes. O artigo desenvolve um modelo de tráfego baseado em descrições funcionais de SG e aplica-o a uma arquitetura de acesso utilizando linhas e provedores locais de banda larga, com foco na rede WiMAX SG.

Em (LI et al., 2023) o problema das malhas de restauração considerando *delays* não uniformes, não suaves e com atrasos de tempo ilimitados é apresentado, com foco na restauração de tensão e frequência, mas sem considerar a malha de sincronismo com a rede.

Os trabalhos apresentados acima mostram estudos que apresentam diferentes soluções, incluindo alguns protocolos específicos de comunicação e atrasos variantes no tempo, com estratégias para restauração de frequência e tensão na MG. Contudo, a sincronização de fase entre o MG e a rede principal ainda não foi bem explorada, principalmente quando as mensagens não são sincronizadas a uma taxa de comunicação específica, como em um protocolo como wi-fi, por exemplo.

Em virtude do atraso de comunicação poder mudar com diferentes protocolos de comunicação, propôs-se projetar um método para calcular a velocidade de sincronização de fase, adequado com atrasos variáveis entre as mensagens, de tal forma que não afete a estabilidade da MG e possa ser usado com protocolos de comunicação sem determinismo temporal e grandes *delays*.

## 1.6 OBJETIVOS

O objetivo geral da tese é a operação de uma MR CA de média tensão, utilizando um BESS operando em modo *Grid Forming* realizando o controle primário e o MGCC gerenciando a MR e atuando no controle secundário. Como objetivos específicos tem-se:

- i) Projetar as malhas de controle primário no BESS: corrente, tensão, limitação de

potência, impedância virtual e compartilhamento de potência;

ii) Projetar as malhas de controle secundário no MGCC: restauração de tensão, restauração de frequência e também de sincronismo de fase;

iii) Utilizar FR operando em modo *grid following*: Uma Geração fotovoltaica e um BESS comercial, o qual já conectado na plataforma de *Hardware-in the-Loop* - Typhoon HIL 602. Estas fontes servem para validar os modos de controle mencionados em i) e ii);

iv) Verificar o impacto de uma nova função para a impedância virtual, principalmente quando operando em sobrecargas na MR;

v) Apresentar uma metodologia para calcular a sincronização de fase, considerando o impacto que o *delay* de comunicação causa na MR, quando este não tem um determinismo temporal.

## 1.7 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O capítulo 1 apresentou a introdução do tema sobre MR, os principais agentes envolvidos, os modos de controle, os principais protocolos de comunicação utilizados, alguns *value stacking* e trabalhos relacionados a MR com foco na impedância virtual e no *delay* de comunicação. O capítulo 2 apresenta a norma IEEE 2030.7, a qual aborda os modos de operação da MR, com as devidas funções e limites estabelecidos para o seu funcionamento. O capítulo 3 aborda o controle hierárquico, detalhando o projeto dos controladores primário e secundário e suas respectivas funções na MR. O capítulo 3 apresenta os resultados de simulação obtidos em *Hardware-in-the-Loop*. Por fim, o capítulo 5, evidencia as conclusões, os trabalhos publicados e as sugestões para trabalhos futuros.

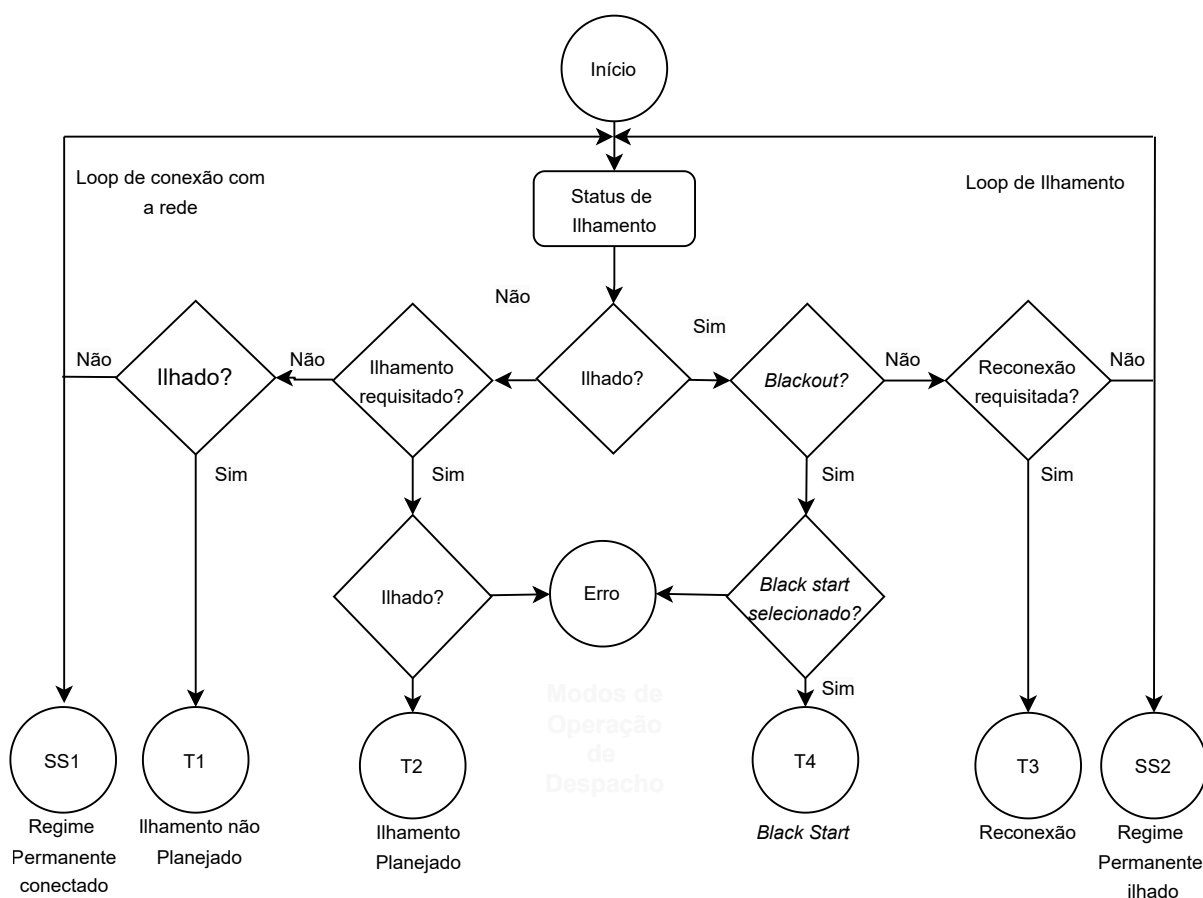
## 2 OPERAÇÃO DA MICRORREDE

Dentre as normas relacionadas com a operação das microrredes a IEEE2030.7 é que aborda as especificações dos controladores e as principais funções e modos de operação de acordo com o status de ilhamento, conforme pode ser observado no fluxograma da figura 2.1.

Conforme a norma, um sistema de controle deve executar ações apropriadas de acordo com os dois modo de operação em regime permanente, em modo conectado a rede principal (*steady state* SS1) e em modo ilhado (*steady state* SS2). Para isso, 4 modos de transição são considerados: Ilhamento não planejado (*transition* T1); ilhamento planejado (*transition* T2); Reconexão (*transition* T3); e *Black Start* (*transition* T4), totalizando um total de 6 modos de operação.

As funções incluem o despacho de ativos da MR e provém o fornecimento dos *setpoints* para cada modo de operação, direcionando o uso de recursos energéticos distribuídos na MR, garantindo a operação adequada tanto internamente como para o sistema de distribuição.

Figura 2.1 – Modos de Operação da Microrrede



Para executar as funções de despacho, o controlador da MR recebe as informações do estado da MR, como variáveis medidas e também observadas, para assim calcular a ação de despacho necessária de acordo com as variáveis recebidas. Dessa forma, uma ordem de despacho consiste em comando enviados para os ativos da MR e seus controladores individuais.

A exceção deste processo ocorre imediatamente com a *emergency dispatch order* (EDO) sendo setado a transição de ilhamento não planejado (T1). Essa ordem de despacho pode incluir mudanças na geração e *load shedding* quando necessário. Por ser uma função de emergência, esta está sendo atualizada constantemente e prioritariamente conforme as condições de operação da MR estão variando (IEEE2030.7, 2017).

## 2.1 MODOS DE OPERAÇÃO

A seguir serão caracterizados as principais funções implementadas nos 6 modos de operação da MR, conforme a (IEEE2030.7, 2017).

### 2.1.1 Operação em modo conectado - SS1

Quando a MR está conectada a rede de distribuição as seguintes funções devem estar disponíveis:

- a) Coordenação dos recursos energéticos Distribuídos;
- b) Gerenciamento de carga (*curtailable loads*);
- c) Operação de despacho *look-up-table* ou em funções de otimização;
- d) Operação de seccionadoras e dispositivos de controle;
- e) Regulagem de tensão, usando métodos apropriados, (mudanças de TAP de transformadores e produção de reativos pelos inversores) ;
- f) Implementação da troca de energia ativa e reativa no POI;

### 2.1.2 Operação em modo ilhado - SS2

Quando a MR está em modo ilhado as seguintes funções devem estar disponíveis:

- a) Coordenação dos recursos energéticos distribuídos;
- b) Gerenciamento de carga (*curtailable loads*);
- c) Operação de Despacho *look-up-table* ou em funções de otimização, neste caso as potências P0 e Q0 exportadas/importadas são iguais a zero;
- d) Operação de seccionadoras e dispositivos de controle;
- e) Regulagem de tensão, usando métodos apropriados, (mudanças de TAP de trans-

formadores e produção de reativos pelos inversores);

- f) Controle de frequência usando um gerador de referência interna da MR;
- g) Regulação e qualidade de energia dentro dos limites estabelecidos na MR;

### 2.1.3 Transição de Ilhamento Não-Planejado - T1

O processo de transição inclui as seguintes etapas:

- a) Detecção de condições de ilhamento ( curto-circuito, *overvoltage*, *undervoltage*, *sags*, etc;
- b) Criação do ilhamento;
- c) *Set* de controladores locais e dispositivos de proteção adequadamente;
- d) Execução de ações necessárias pré planejadas, como *load shedding* ou *black start*;
- e) Transição para o modo de despachoilhado em regime permanente (SS2);

### 2.1.4 Transição de Ilhamento Planejado - T2

O processo de transição inclui as seguintes etapas:

- a) Recebimento do sinal de ilhamento;
- b) Gerenciamento da carga e geração, ajustando a potência ativa da rede  $P_g$  e reativa  $Q_g$  para zero no POI;
- c) *Set* de controladores locais e dispositivos de proteção adequadamente;
- d) Criação do ilhamento;
- e) Transição para o modo de despachoilhado de regime permanente (SS2);

### 2.1.5 Transição de Reconexão - T3

O processo de transição inclui as seguintes etapas:

- a) Processo de resincronização de tensão, frequência e fase dentro dos limites pré-estabelecidos pelas normas no POI;
- b) *Set* controladores locais e dispositivos de proteção adequadamente;
- c) Reconexão;
- d) Transição para o modo de despacho conectado de regime permanente (SS1) e restabelecimento de cargas não-críticas quando necessário;

### 2.1.6 *Black Start* - T4

O processo de *Black Start* não está definido pela norma (IEEE2030.7, 2017), no entanto alguns processos foram definidos, como a elevação de tensão e frequência em rampa, para evitar correntes de *inrush* nos transformadores e desligamento dos DERs e das cargas não prioritárias conforme (SHAHPARASTI; MEMBER; LAAKSONEN, 2022; DU et al., 2022).

- a) Desligamento da seccionadora do POI;
- b) Desligamento dos DERs;
- c) Desligamento das cargas não-prioritárias;
- d) Inicialização das referências de tensão e frequência em rampa;
- e) Habilitação das cargas não-prioritárias;
- f) Transição de reconexão T3 (quando a rede de distribuição estiver operando em regime permanente);

### 2.1.7 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou os modos de operação das MR definidos pela norma IEEE2030.7 e IEEE2030.8 a qual define 6 modos de operação sendo dois de regime permanente e 4 transições, onde cada modo de operação foi caracterizado conforme a norma para sua correta operação.

Estes modos de operação são necessários para que a MR tenha bem estabelecido os limites de operação em cada etapa e as funções necessárias para gerenciamento dos DERs, cargas e das etapas em cada modo de operação.

### 3 CONTROLE HIERÁRQUICO

A figura 3.1 apresenta uma visão global dos níveis de controle separados em dois grandes blocos, no primeiro o BESS realiza o controle primário responsável pelas respostas mais rápidas, estas são baseadas exclusivamente em medidas locais, e não requerem nenhum tipo de comunicação.

No segundo bloco está o MGCC, com as malhas de controle secundário, responsável por remover qualquer erro de regime permanente, corrigindo os desvios inerentes de tensão e frequência, originados pela malha primária (MATTHIAS; HELMUT, 2002; VASQUEZ et al., 2013; BIDRAM; DAVOUDI, 2012; ESPINA et al., 2020).

Entre os blocos de controle é utilizado um protocolo de comunicação para envio das mensagens entre ambos. No lado esquerdo da figura está destacado as diferentes escalas de tempo que cada controlador atua, enquanto que no controle primário a atuação é de poucos milissegundos, no controle secundário a atuação das malhas são mais lentas, podendo chegar a alguns segundos.

Na parte superior da Figura 3.1 é demonstrado o inversor trifásico, onde a fonte de entrada  $V_{in}$  representa o barramento CC proveniente das baterias, em paralelo com o filtro de saída do tipo LC. Percebe-se ainda no lado de baixa do transformador os sensores de corrente e tensão utilizados para as malhas internas de controle e também a presença do sensor da corrente de saída  $i_o$ , o qual é utilizado para a malha de impedância virtual.

A chave seccionadora  $S_{w2}$  realiza a conexão com o transformador elevador de tensão, conectando o BESS no barramento, e a chave seccionadora  $S_{w1}$  realiza a conexão e desconexão entre a MR e a rede, a qual é modelada por uma fonte senoidal com uma impedância indutiva-resistiva ( $L_g, R_g$ ). Além disso, as medidas de tensão antes e depois da chave  $S_{w1}$  são utilizadas pelo MGCC para realizar o PLL.

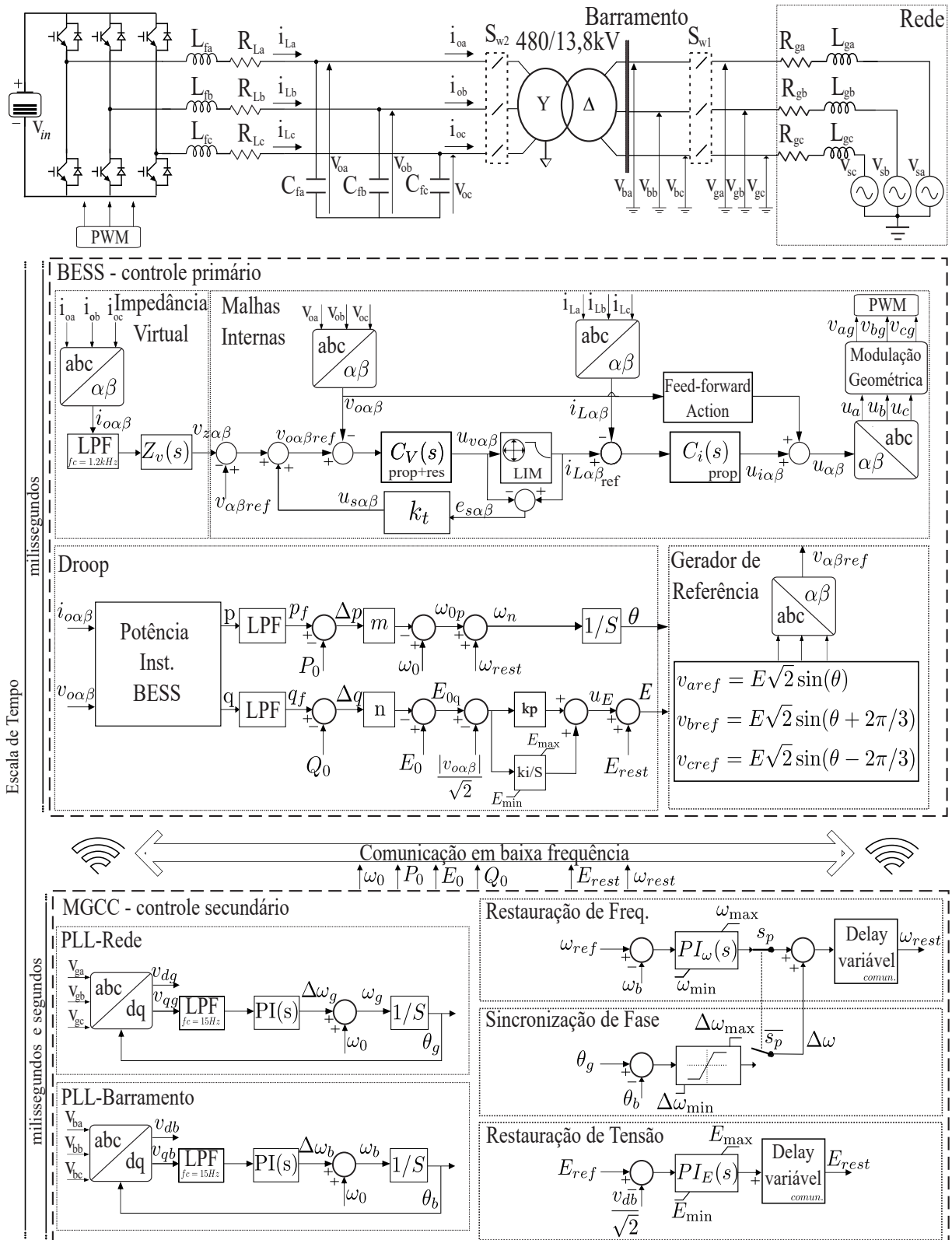
#### 3.1 CONTROLE PRIMÁRIO - BESS

No controle primário são implementadas as malhas internas de controle de corrente, tensão e limitação de potência. Ainda neste nível, são implementadas as malhas de impedância virtual e de compartilhamento de potência pelo método do droop.

##### 3.1.1 Malhas Internas - Controle de Corrente

As malhas internas garantem que o sistema consiga rastrear referências senoidais de corrente e tensão e também limite a potência máxima de saída do inversor para operar dentro dos limites projetados. Para a modelagem, a rede foi considerada como um distúr-

Figura 3.1 – Níveis de controle no BESS-GFM e no MGCC



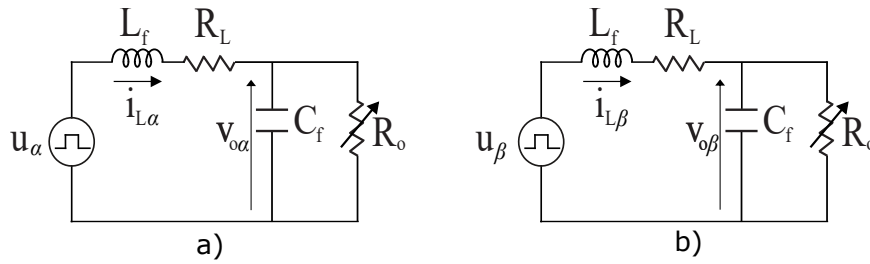
Fonte: Autor



bio exógeno e o sistema trifásico em ABC foi transformado para coordenadas trifásicas estacionárias  $\alpha\beta 0$  invariantes em tensão e corrente, conforme equação (3.1). Dessa forma, o circuito trifásico pode ser considerado como dois circuitos monofásicos desacoplados, conforme a figura 3.2 onde a carga  $R_o$  representa os diferentes pontos de operação do inversor.

$$V_{\alpha\beta 0}(t) = \begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \\ v_0(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Figura 3.2 – Modelagem do inversor. a) Modelo em coordenadas  $\alpha$ ; b) Modelo em coordenadas  $\beta$



Fonte: Autor

Para obter as equações dinâmicas do sistema foi utilizado a modelagem em espaços de estados de acordo com a equação (3.2), onde a matriz A representa os estados da planta, B é a matriz de entrada, C é a matriz de saída e D é a matriz de alimentação direta.

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx + Du \end{aligned} \quad (3.2)$$

Aplicando as leis de *Kirchhoff* na figura 3.2 foram encontrado as equações dinâmicas para a corrente no indutor e tensão no capacitor na coordenada  $\alpha$  Equações (3.3) e (3.4) e da mesma forma para as coordenadas no eixo  $\beta$  Equações (3.5) e (3.6).

Dessa forma, o sistema pode ser expresso em espaços de estados conforme Equação (3.7) para encontrar as equações dinâmicas que relacionam a corrente no indutor e a tensão no capacitor pela vetor de entrada  $u(t)$ .

$$\frac{di_{L\alpha}(t)}{dt} = \frac{u_\alpha(t)}{L_f} - \frac{R_L i_{L\alpha}(t)}{L_f} - \frac{v_{o\alpha}(t)}{L_f} \quad (3.3)$$

$$\frac{dv_{o\alpha}(t)}{dt} = \frac{i_{L\alpha}(t)}{C_f} - \frac{v_{o\alpha}(t)}{C_f R_o} \quad (3.4)$$

$$\frac{di_{L\beta}(t)}{dt} = \frac{u_\beta(t)}{L_f} - \frac{R_L i_{L\beta}(t)}{L_f} - \frac{v_{o\beta}(t)}{L_f} \quad (3.5)$$

$$\frac{dv_{o\beta}(t)}{dt} = \frac{i_{L\beta}(t)}{C_f} - \frac{v_{o\beta}(t)}{C_f R_o} \quad (3.6)$$

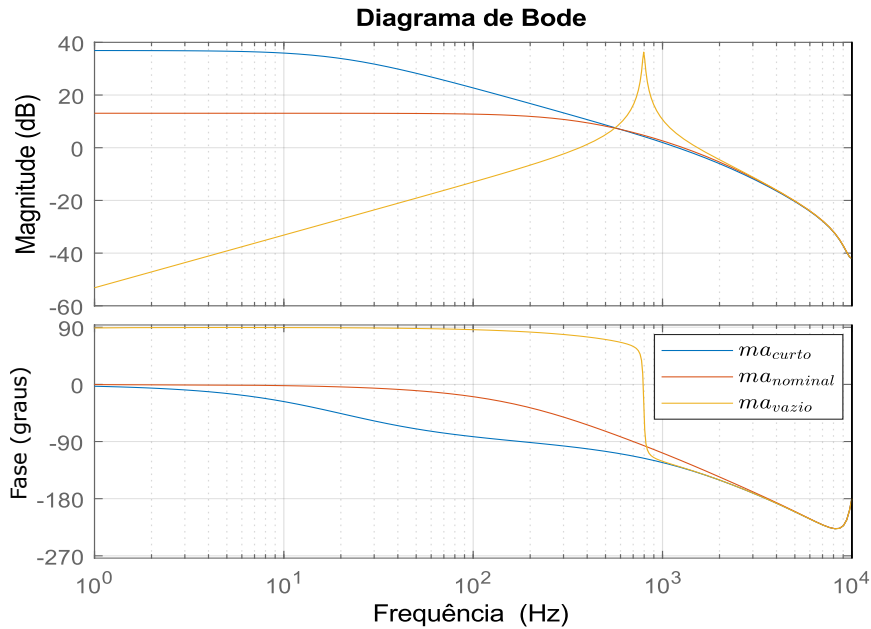
$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{L\alpha} \\ v_{o\alpha} \\ \dot{i}_{L\beta} \\ v_{o\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_L/L_f & -1/L_f & 0 & 0 \\ 1/C_f & 1/(R_o C_f) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -R_L/L_f & -1/L_f \\ 0 & 0 & 1/C_f & 1/(R_o C_f) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{L\alpha} \\ v_{o\alpha} \\ i_{L\beta} \\ v_{o\beta} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_\alpha/L_f \\ 0 \\ v_\beta/L_f \\ 0 \end{bmatrix} u(t) \quad (3.7)$$

A planta de interesse, da corrente no indutor em função da razão cíclica, foi discretizada na frequência de chaveamento utilizando um segurador de ordem zero (ZOH) e incluindo o *delay* de implementação conforme equação (3.8) (VASQUEZ et al., 2013).

$$GPWM(s) = \frac{1}{1 + 1.5T_s s} \quad (3.8)$$

Para garantir uma pré-compensação da planta de corrente, um controlador do tipo proporcional  $Ci(s)$  foi implementado para limitar a banda passante aproximadamente uma década abaixo da frequência de amostragem ( $k_p=0,0015$ ).

Figura 3.3 – Malha aberta do compensador de corrente



Fonte: Autor

A figura 3.3 apresenta o diagrama de bode da planta compensada em malha aberta, para três diferentes situações de carga: *ma<sub>nominal</sub>* ( $R_o=0,1452 \Omega$ ), *ma<sub>vazio</sub>* ( $R_o=100 \text{ k}\Omega$ ) e *ma<sub>curto</sub>* ( $R_o=1 \text{ m}\Omega$ ). Percebe-se pela figura que em ambos os casos, a frequência de cruzamento do ganho ficou limitada em aproximadamente 1,2 kHz com uma margem de fase de 60 graus, independente da variação de carga aplicada ao inversor. Além disso,

percebe-se na operação a vazio, a ressonância do filtro LC em aproximadamente 795 Hz.

A figura 3.4 apresenta os polos e zeros de malha fechada da planta, considerando uma variação de  $R_o \in [10^{-6}; 0,1452; 10^5]$ , onde percebe-se que o controlador de corrente mantém todos os polos dentro no semi-plano esquerdo, mantendo o sistema estável independente da variação de carga aplicada ao inversor.

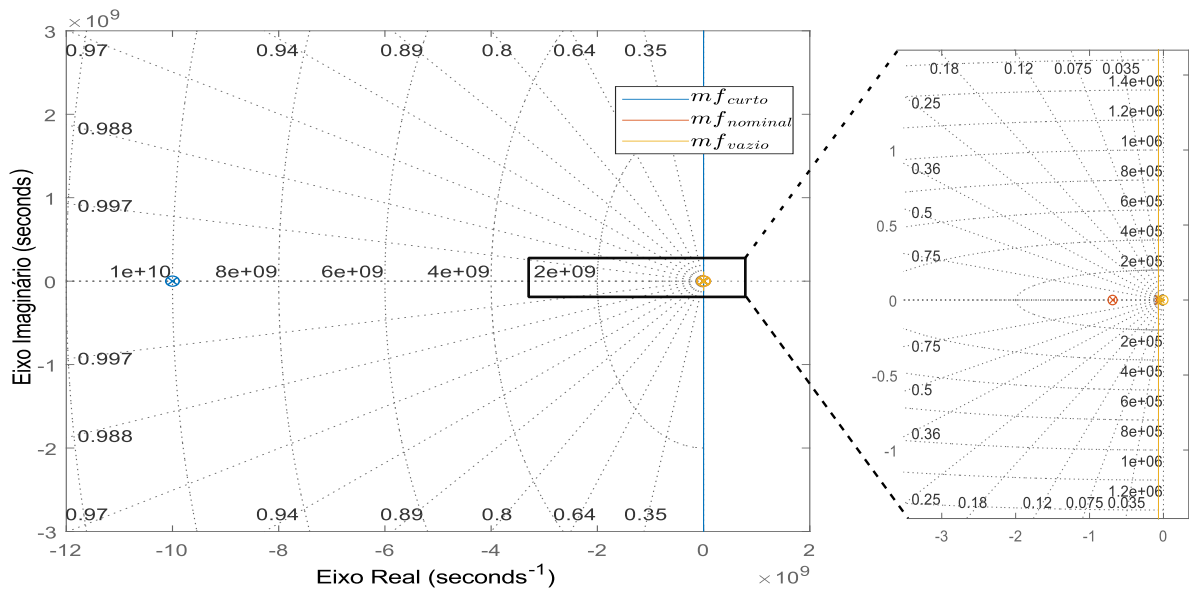
O controlador do tipo proporcional consegue pré-compensar a planta de corrente, no entanto, não é possível garantir que ele consiga rastrear a referência de corrente com erro nulo. Dessa forma, foi utilizado uma ação *feed-forward*, Equação (3.9), realimentando a tensão dos capacitores normalizada pelo barramento de entrada, conforme pode ser observado pela figura 3.1.

$$\begin{aligned} ff_\alpha &= v_{o\alpha} \frac{1}{v_{in}} \\ ff_\beta &= v_{o\beta} \frac{1}{v_{in}} \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} u_\alpha &= u_{i\alpha} + ff_\alpha \\ u_\beta &= u_{i\beta} + ff_\beta \end{aligned} \quad (3.10)$$

A ação *feed-forward* é somada com a ação de controle do controlador proporcional  $u_{i\alpha}$  e  $u_{i\beta}$  conforme equação (3.10). Após gerar as ações de controle em coordenadas estacionárias, estas devem ser passadas novamente para coordenadas trifásicas ABC, utilizando a matriz inversa da equação (3.1) para gerar os sinais modulantes para o inversor trifásico, conforme equação (3.11).

Figura 3.4 – Polos e zeros de malha fechada



Fonte: Autor

$$V_{abc}(t) = \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 & 1 \\ 1/2 & -\sqrt{3}/2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_\alpha(t) \\ u_\beta(t) \\ u_0(t) \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Com o intuito de aumentar o índice de modulação do barramento CC, foi utilizado a modulação geométrica com a inserção da terceira harmônica, de tal forma que o índice de modulação seja ampliado em 1.15 vezes, onde maiores referências para este tópico podem ser encontradas em (CARNIELUTTI; PINHEIRO; RECH, 2012; RYAN; LORENZ; De Doncker, 1999)

### 3.1.2 Malhas Internas - Controle de tensão

A planta de tensão pode ser modelada conforme figura 3.5a) e b), onde a fonte de corrente representa a corrente controlada no indutor pela malha interna, e a função de transferência que relaciona a tensão de saída pela corrente do indutor é apresentada nas Equações (3.12) e (3.13).

$$\frac{v_{o\alpha}(s)}{i_{L\alpha}(s)} = \frac{1/C_f}{s + 1/(R_o C_f)} \quad (3.12)$$

$$\frac{v_{o\beta}(s)}{i_{L\beta}(s)} = \frac{1/C_f}{s + 1/(R_o C_f)} \quad (3.13)$$

Para que exista um desacoplamento entre as malhas de corrente e tensão, estas precisam ter bandas passantes diferentes, uma vez que a malha de tensão vai gerar a referência para a malha de controle de corrente, conforme pode ser visualizado pelo diagrama de blocos da Figura 3.6. Dessa forma, em razão da malha de corrente estar em uma velocidade muito mais rápida que a malha de tensão, a dinâmica do controle de corrente em malha fechada  $MF(s)$  pode ser aproximada pelo ganho unitário.

O controlador escolhido para o controle de tensão foi um proporcional ressonante conforme equação (3.14), sintonizado na frequência fundamental  $\omega_n$ , garantindo assim

Figura 3.5 – Circuito equivalente para a malha de tensão de saída. a) Modelo em  $\alpha$  b) Modelo em  $\beta$

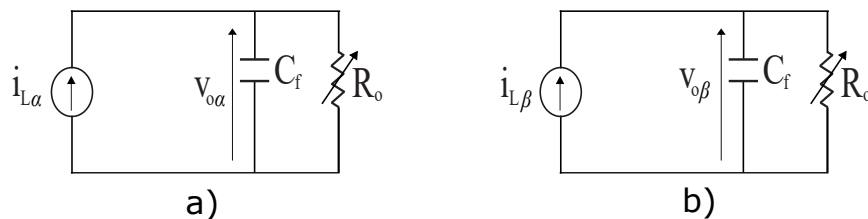
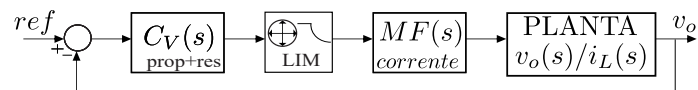


Figura 3.6 – Diagrama de blocos para a malha de tensão de saída



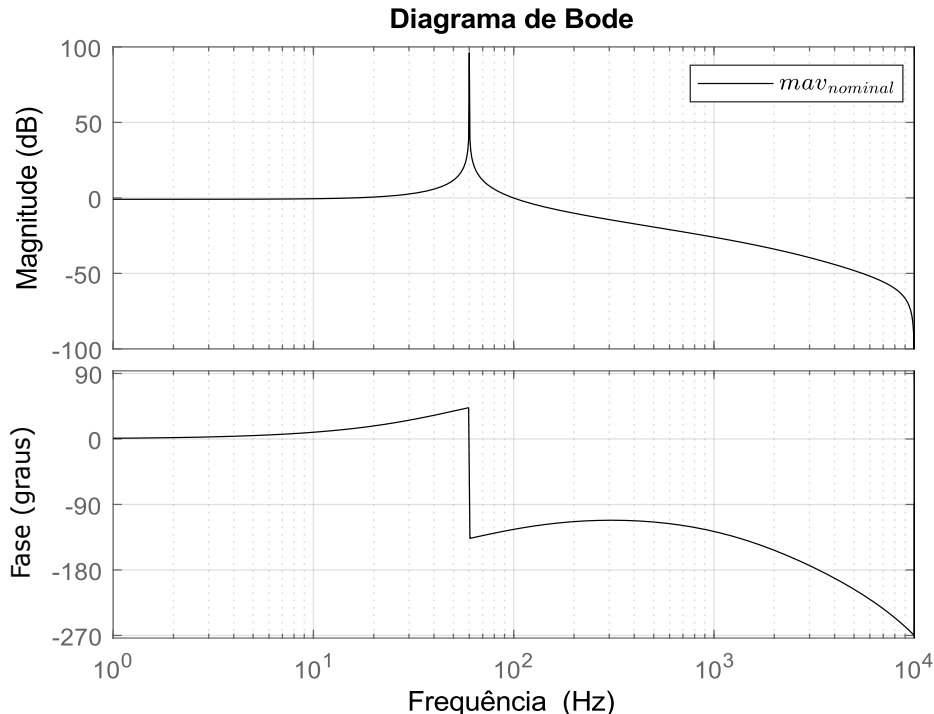
Fonte: Autor

o rastreamento de referência senoidal na frequência de interesse. O coeficiente de amortecimento  $k_r$  é o coeficiente de ajuste do zero,  $\omega_c$  é o coeficiente de ajuste para a banda passante do controlador ressonante e  $k_{pv}$  é o ganho proporcional, utilizado para limitar a frequência de cruzamento do ganho em aproximadamente 100 Hz, conforme pode ser observado pela Figura 3.7 (ROCABERT et al., 2012; VASQUEZ et al., 2013).

$$c_v(s) = k_{pv} + \frac{2k_r\omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_n^2} \quad (3.14)$$

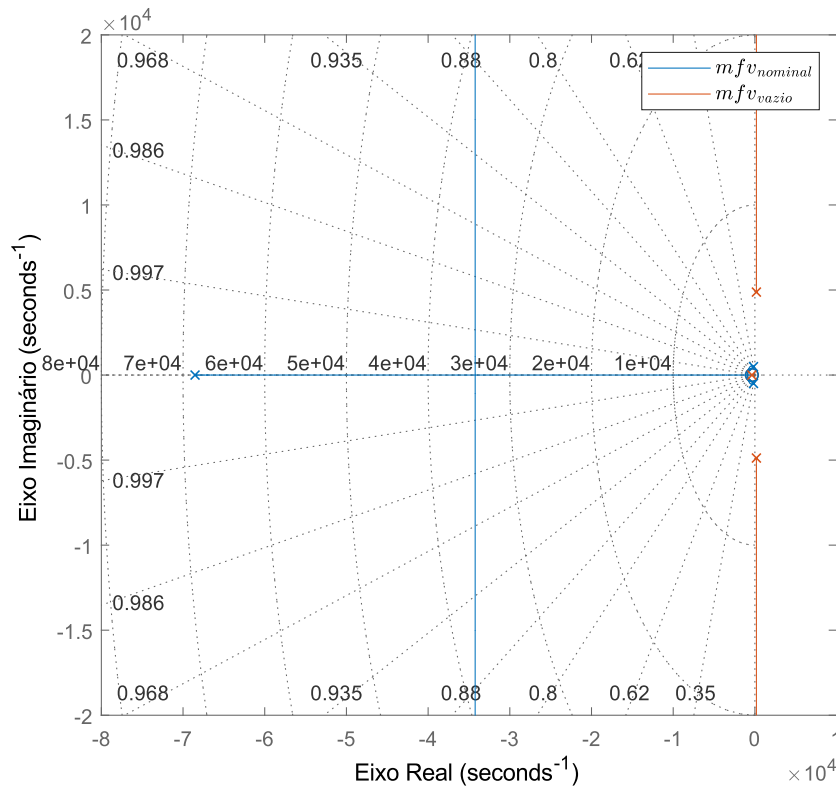
A Figura 3.8 apresenta o lugar das raízes de malha fechada considerando variação de carga  $R_o \in [0, 1452; 10^5]$ . Percebe-se que em ambas as situações os polos permanecem no semi-plano esquerdo, indicando um sistema estável.

Figura 3.7 – Diagrama de bode de malha aberta compensada



Fonte: Autor

Figura 3.8 – Polos e zeros de malha fechada



Fonte: Autor

### 3.1.3 Malhas Internas - Limitador de Potência

Ainda, na implementação da malha de controle de tensão, foi adicionado um limitador da corrente de referência (LIM), Figura 3.6, o qual compara a norma das correntes em eixos estacionários, equação (3.15) com a corrente máxima que pode ser sintetizada pelo inversor  $I_{max}$  conforme equação (3.16).

A função do limitador de corrente garante que a potência máxima de saída do inversor esteja dentro dos limites projetados, evitando sobrecarga nos semicondutores e limitando a corrente máxima de saída, caso esta ultrapasse o valor limite de  $I_{max}$ .

No caso de ocorrer algum tipo de saturação, em virtude das malhas estarem em cascata, o controlador de tensão vai perceber que a tensão de saída não está na referência, logo vai tentar aumentar a ação de controle do controlador de tensão. Para contornar este problema de *wind-up*, foi utilizada a estratégia de *tracking anti-windup* (BOHN; ATHERTON, ; ASTRÖM; HAGGLUND, 1995) conforme pode ser observado na Figura 3.1.

$$\|\bullet\| = \sqrt{i_{L\alpha}^2 + i_{L\beta}^2} \quad (3.15)$$

$$LIM = \begin{cases} 1, & se \|\bullet\| \leq I_{\max} \\ \frac{I_{\max}}{\|\bullet\|}, & se \|\bullet\| > I_{\max} \end{cases} \quad (3.16)$$

A estratégia consiste em comparar a referência para a malha de corrente, antes e depois do limitador, podendo gerar um erro. Quando a referência de corrente é igual a ação de controle do controlador de tensão, o erro é zero, e consequentemente nenhuma ação é performada. No entanto, caso a limitação aconteça, o erro será diferente de zero, e uma realimentação com ganho  $k_t$  é utilizada para diminuir a referência da malha de tensão, onde o ganho  $k_t$  é utilizado para ajustar a velocidade da malha de *tracking anti-windup* (ASTRÖM; HAGGLUND, 1995).

### 3.2 IMPEDÂNCIA VIRTUAL

Após o filtro LC são adicionados sensores para medir a corrente de saída do inversor em cada fase, necessários para a malha de impedância virtual, conforme pode ser observado na Figura 3.1. Esta malha, tem como objetivo garantir uma característica indutiva para a impedância de saída do inversor conectado na MR, sem que exista uma queda de tensão física, como é o caso quando adicionado componentes passivos (LI; KAO, 2009; VASQUEZ et al., 2013) e (ZHANG et al., 2017).

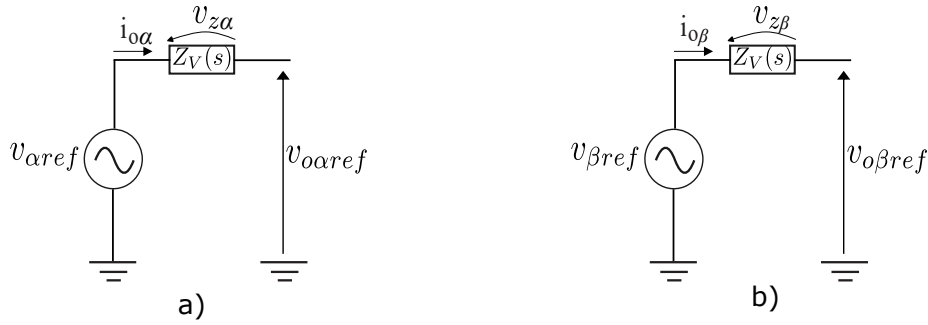
Além da implementação da impedância virtual ser utilizada para garantir um acoplamento indutivo, esta malha também pode ser utilizada quando as impedâncias da MR são fortemente indutivas e o compartilhamento de reativos entre os conversores não é preciso, devido aos diferentes valores de magnitude de indutâncias (ESPINA et al., 2020).

A impedância de saída  $Z_v(s)$  pode ser vista como um circuito equivalente Thevenin separado em coordenadas estacionárias, conforme Figura 3.9a) e b), onde as tensões de referências  $v_{\alpha ref}$  e  $v_{\beta ref}$  são geradas a partir do gerador de referências da figura 3.1. Dessa forma, as tensões de referência para as malhas de controle de tensão,  $v_{o\alpha ref}$  e  $v_{o\beta ref}$ , vão depender das quedas de tensão aplicada na impedância virtual  $v_{z\alpha}$  e  $v_{z\beta}$ , conforme representado pela Equação (3.17) e (3.18).

$$v_{o\alpha ref} = v_{\alpha ref} - i_{o\alpha} z_v(s) \quad (3.17)$$

$$v_{o\beta ref} = v_{\beta ref} - i_{o\beta} z_v(s) \quad (3.18)$$

Percebe-se que quanto maior a corrente de saída do inversor maior será a queda de tensão aplicada na impedância virtual. Em virtude disso, indutores virtuais com grandes valores causam uma queda de tensão elevada na malha de controle de tensão, logo, o valor da impedância virtual deve ser selecionado de acordo com a potência nominal do inversor

Figura 3.9 – Circuito equivalente Thevenin. a) Coordenadas  $\alpha$ ; b) Coordenadas  $\beta$ 

Fonte: Adaptado de (GUERRERO et al., 2004)

(ROCABERT et al., 2012).

Geralmente, a impedância virtual é projetada para ser maior do que a impedância de saída do inversor somada à impedância da linha. Dessa forma, a impedância equivalente total de saída é predominantemente determinada por  $Z_v$ , sendo equivalente à impedância em série de um gerador síncrono (GUERRERO et al., 2013).

A implementação da impedância virtual puramente indutiva representaria um sistema não-causal, devido a presença do zero em SL. Para resolver este problema, um polo  $\omega_p$  em alta frequência é adicionado juntamente com a Função de Transferência (FT) do indutor virtual, de modo que nas baixas frequências mantenha-se um comportamento indutivo, e em altas frequências o polo funcione como um filtro passa altas, conforme equação (3.19) (GUERRERO et al., 2004).

$$Z_o(s) = \frac{sL_v}{\frac{s}{\omega_p} + 1} \quad (3.19)$$

Apesar da função de transferência (3.19) com um polo atenuar os ruídos de altas frequências, conforme a alocação do polo, aumentam-se os ruídos inerentes do zero em SL distorcendo o sinal da impedância virtual.

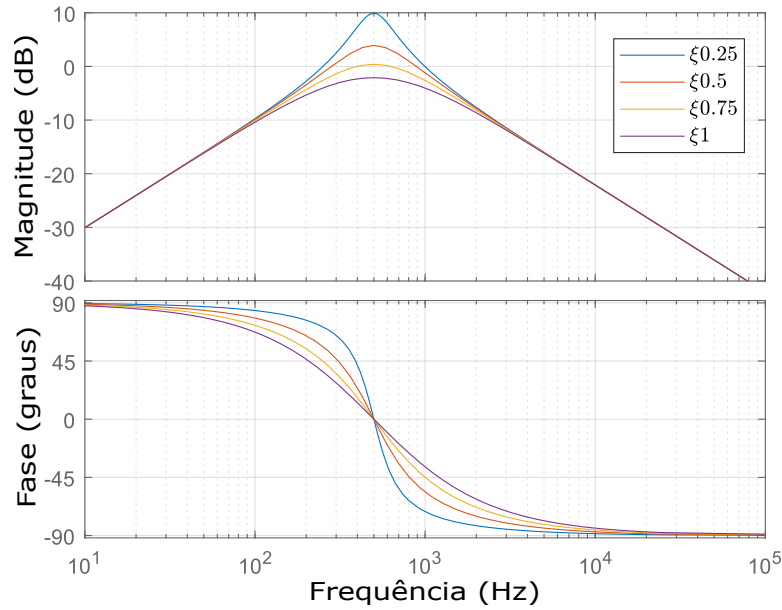
Dessa forma, foi proposto uma nova FT com um par de polos complexos conjugados na frequência de atenuação  $\omega_p$  de maneira a filtrar com o dobro da atenuação (-40 db/dec) os ruídos de alta frequência, conforme equação (3.20). O polo  $\omega_p$  foi posicionado em 500 Hz, aproximadamente uma década acima da frequência de interesse, e o coeficiente de amortecimento  $\xi$  foi escolhido unitário, de maneira evitar o máximo de sobressinal, conforme pode ser observado pela figura 3.10 a qual demonstra o impacto que o coeficiente de amortecimento causa na FT da impedância virtual proposta.

$$Z_v(s) = \frac{sL_v\omega_p^2}{s^2 + 2\xi\omega_p s + \omega_p^2} \quad (3.20)$$

A Figura 3.11 apresenta o diagrama de bode das FT puramente indutiva  $L(s)$ , da função de transferência  $Z_o(s)$  contendo um polo e da função de transferência proposta



Figura 3.10 – Variação do coeficiente de amortecimento considerando a mesma frequência dos polos complexos conjugados.



Fonte: Autor

$Z_v(s)$  com um par de polo complexos conjugados, para um indutor virtual com valor  $500\mu\text{H}$ .

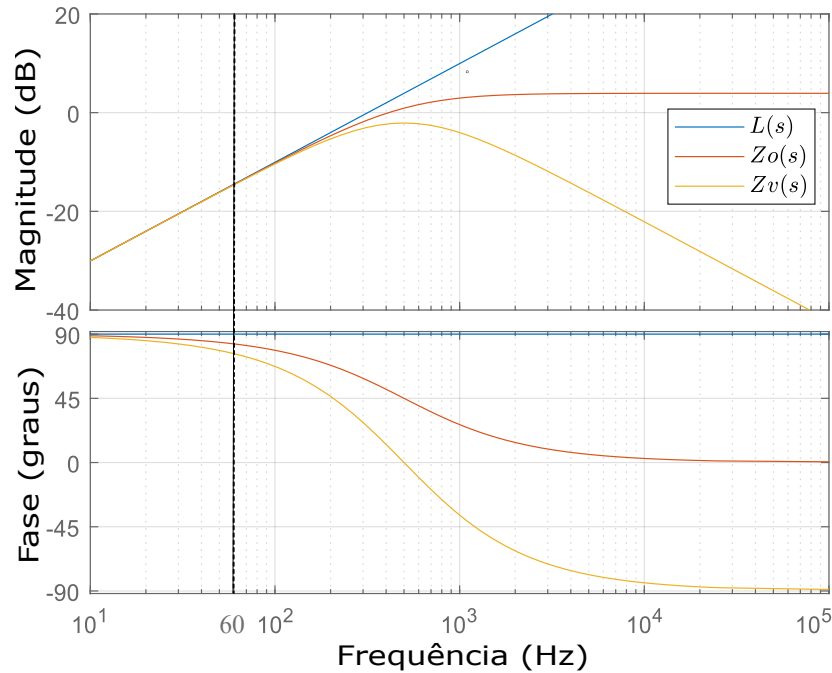
Percebe-se que ambas as funções de transferência tem comportamento indutivo (fase aproximadamente de 90 graus) em 60 Hz, e conforme a frequência vai aumentando o ganho do sistema começa a ser atenuado devido a presença dos polos. Fica evidente que a função de transferência  $Z_v(s)$  contendo dois polos complexo conjugados possui uma atenuação maior do ganho em altas frequências, justificando a escolha.

Percebe-se ainda, que existe *tradeoff* entre a escolha da frequência de alocação do polo e os ruídos de alta frequências, onde com o aumento da frequência de alocação polo garante-se a fase da impedância virtual mais próxima de 90 graus, no entanto aumenta-se os ruídos de alta frequência.

Por fim, na malha de impedância virtual da Figura 3.1, foi utilizado um filtro passa-baixas (PB) nas correntes de saída, conforme equação (3.21). Este filtro tem o objetivo de eliminar as distorções e ruídos de medida, principalmente quando as correntes do inversor são de pequenas magnitudes, comparadas com a potência nominal. A frequência de corte  $\omega_{cio}$  escolhida foi de duas décadas acima da frequência de interesse, de maneira que não seja introduzida nenhuma fase entre as correntes medidas e o filtro PB.

$$i_{o\alpha f} = i_{o\alpha} \frac{\omega_{cio}}{s + \omega_{cio}}; i_{o\beta f} = i_{o\beta} \frac{\omega_{cio}}{s + \omega_{cio}} \quad (3.21)$$

Figura 3.11 – Respostas em frequência das funções dos indutores virtuais: função não causal  $L(s)$ , função tradicionalmente implementada  $Zo(s)$  e da função proposta  $Zv(s)$ .



Fonte: Autor

### 3.2.1 Soft-Start

Dentre as vantagens de utilizar a impedância virtual está a característica de deixar o sistema mais estável, principalmente nas transições de modo ilhado para conectado. Ainda assim, uma maneira de suavizar a transição é utilizar uma função de *soft-start* multiplicando a magnitude da impedância virtual e aumentando seu valor no momento da transição, a qual posteriormente vai diminuindo com o passar do tempo até voltar a seu valor nominal (GUERRERO et al., 2009a; BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

Sendo assim, a Equação 3.22 descreve a nova função da impedância virtual, que multiplica o valor da função de *soft-start* ( $s_s$ ). Esta função de *soft-start* é resetada sempre que ocorrer a transição T3 - Reconexão com a rede.

$$Z_v(s) = Z_v(s)s_s \quad (3.22)$$

A equação 3.23 descreve a função exponencial, a qual inicia com valor  $v_i$  e converge para o valor final  $v_f$  após 5 contantes de tempo  $\tau$ . Como a função de *soft-start* está multiplicando o valor da impedância virtual,  $v_f$  será definido como 1, e os valores de  $v_i$  e  $\tau$  devem ser ajustados para cada MR, pois dependem diretamente do valor da impedância

virtual e do ajuste de tempo para a convergência.

$$s_s = v_f + (v_i - v_f)e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (3.23)$$

### 3.3 DROOP

O método do droop P/Q baseia-se no princípio de potência de grandes geradores síncronos, onde o desbalanceamento entre a potência mecânica de entrada do gerador e a potência elétrica de saída causa uma mudança de velocidade no rotor, resultando em um desvio de frequência. Da mesma forma, a variação de potência reativa de saída causa desvios na magnitude da tensão (OLIVARES et al., 2014).

Com o objetivo de conectar diversas fontes de geração em paralelo é utilizado o método de controle do droop, podendo a MR operar tanto em modo ilhado ou conectado com a rede (GUERRERO et al., 2009b). Este método é baseado em relações descentralizadas entre potência ativa e reativa, obtida por medições locais de tensão e corrente de cada conversor, onde a principal vantagem de utilizar o droop é que não é necessário um link de comunicação para o compartilhamento de potência, dando flexibilidade e autonomia para os geradores descentralizados (OLIVARES et al., 2014; ESPINA et al., 2020).

Considerando o compartilhamento de potência, a parte resistiva das linhas de transmissão tem um grande impacto na impedância e não devem ser negligenciadas. Conforme a razão R/X aumenta, o acoplamento P/ $\omega$  e Q/V também aumenta, trazendo desafios para o compartilhamento de potência (ANTTILA; DÖHLER; OLIVEIRA, 2022).

A tabela 3.1 apresenta as características das impedâncias de linha em função da tensão que esta submetida, onde percebe-se através da razão (R'/X'), as linhas de baixa tensão caracterizam-se por ser predominantemente resistivas enquanto que as linhas de média e alta tensão caracterizam-se por ser predominantemente indutivas (ROCBERT et al., 2012).

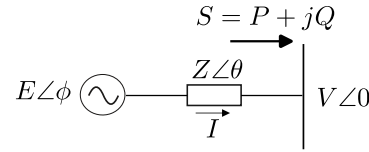
A Figura 3.12 representa um gerador com tensão  $E \angle \phi$  conectada ao barramento CA com tensão  $V \angle 0$  através de uma impedância  $Z \angle \theta$  a qual pode ser decomposta em

Tabela 3.1 – Parâmetros da impedância de linha em função da tensão de operação

Tipo de Linha	Resistência (R') (ohms/km)	Reatância (X') (ohms/ km)	Corrente Nominal (A)	(R'/X')
Baixa Tensão	0,642	0,083	142	7,7
Média Tensão	0,161	0,190	396	0,85
Alta Tensão	0,06	0,191	580	0,31

Fonte: Adaptado de (ENGLER, 2005)

Figura 3.12 – Circuito equivalente para fonte de tensão conectada ao barramento CA



Fonte: Adaptado de (LING et al., 2021)

potência ativa e reativa conforme as equações (3.24) e (3.25) (LING et al., 2021).

Considerando a impedância predominantemente indutiva ( $Z=X$  e  $\theta = 90^\circ$ ) (UPSS et al., 2010; LING et al., 2021) a potência complexa entregue ao barramento pode ser simplificada conforme as equações (3.26) e (3.27) (GUERRERO et al., 2004; GUERRERO et al., 2009b; GUERRERO et al., 2011).

$$P = \left( \frac{EV}{Z} \cos \phi - \frac{V^2}{Z} \right) \cos \theta + \frac{EV}{Z} \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \theta \quad (3.24)$$

$$Q = \left( \frac{EV}{Z} \cos \phi - \frac{V^2}{Z} \right) \operatorname{sen} \theta - \frac{EV}{Z} \operatorname{sen} \phi \cos \theta \quad (3.25)$$

$$P = \frac{EV}{X} \operatorname{sen}(\phi) \quad (3.26)$$

$$Q = \frac{EV \cos(\phi) - V^2}{X} \quad (3.27)$$

A partir das medidas de tensão e corrente de saída do inversor, é possível calcular potências ativa  $p$  e reativa  $q$  conforme equação (3.28) e representado pelo bloco "Potência Inst. BESS" da Figura 3.1 .

Os valores instantâneos de potência são filtrados por filtros do tipo passa-baixas de primeira ordem, equação (3.29), para atenuação de componentes alternados presentes nas medições bem como para criar um desacoplamento da malha de controle de potência. Usualmente esses filtros são projetados para uma frequência de corte que fique uma década abaixo da frequência da rede  $\omega_n$  (GUERRERO et al., 2004; AVELAR et al., 2012).

$$p = \frac{1}{2}(v_\alpha i_{o\alpha} + v_\beta i_{o\beta}) \quad (3.28)$$

$$q = \frac{1}{2}(v_\beta i_{o\alpha} - v_\alpha i_{o\beta})$$

$$p_f = p \frac{\omega_c}{s + \omega_c}; q_f = q \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \quad (3.29)$$

A equação característica do droop indutivo é apresentada na Equação (3.30), onde  $\omega_0$  e  $E_0$  são as referências de frequência e tensão da MR, as referências  $P_0$  e  $Q_0$  são valores desejados de potência ativa e reativa do inversor no POI, quando operando em modo conectado. Por outro lado, quando operando em modo ilhado,  $P_0$  e  $Q_0$  são definidos como

zero, pois não tem conexão com a rede (GUERRERO et al., 2009b).

$$\begin{aligned}\omega_{0p} &= \omega_o - m(p_f - P_o) \\ E_{0q} &= E_o - n(q_f - Q_o)\end{aligned}\quad (3.30)$$

Os coeficientes do droop  $m$  e  $n$  são baseados no critério de regime permanente e projetados de acordo com o desvio máximo de amplitude  $\Delta E$  e de frequência  $\Delta\omega$  permitidos para operações nominais (GUERRERO et al., 2008; OLIVARES et al., 2014). Valores usuais de 5 e 2% para desvios de amplitude e frequência respectivamente são geralmente utilizados, e quanto maiores os coeficientes melhor será o compartilhamento de potência, ao custo de degradar a regulação de amplitude e frequência (GUERRERO et al., 2011).

A Figura 3.13 demonstra as curvas de droop para o inversor operando nos quatro quadrantes, tanto injetando quanto absorvendo potência ativa e reativa, onde coeficientes de inclinação do droop podem ser calculados de acordo com a potência nominal ativa e reativa do inversor, conforme equação (3.31) (GUERRERO et al., 2011).

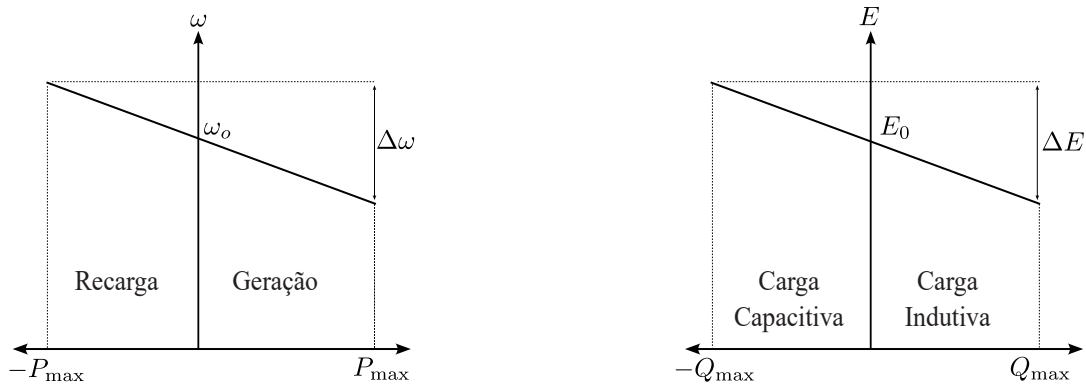
$$m = \frac{\Delta\omega}{2P_{\max}}; n = \frac{\Delta E}{2Q_{\max}} \quad (3.31)$$

Quando o inversor tem capacidade de absorver potência ativa, por exemplo para carregar as baterias, a malha do droop pode ser utilizada para fazer o balanceamento entre as fontes de geração e os sistemas de armazenamento de energia, ponderando o coeficiente de potência ativa ( $m$ ) pelo termo  $\alpha$ , de acordo com o estado de carga (SoC) das baterias, conforme equação 3.32.

$$\omega_{0p} = \omega_o - \frac{m}{\alpha}(p_f - P_o) \quad (3.32)$$

Se as baterias estiverem totalmente carregadas têm-se  $\alpha = 1$  fazendo com que o droop funcione da forma tradicional, no entanto, se as baterias estiverem com pouca carga

Figura 3.13 – P/Q Droop



Fonte: Adaptado de (GUERRERO et al., 2011)

o coeficiente é saturado, fazendo  $\alpha = 0,01$ , para evitar que o coeficiente tenda ao infinito (GUERRERO et al., 2009b; GUERRERO et al., 2011).

A malha de controle de potência reativa é mais sensível a flutuações da tensão da rede, sendo a tensão de saída do BESS diferente da tensão da rede elétrica, devido as impedâncias de linha, gerando uma diferença de magnitude e resultando em erros de controle de potência reativa (LI; KAO, 2009; HAN et al., 2016). Além disso, a impedância virtual pode gerar quedas de tensão significativas na amplitude da rede e este processo de compensação não requer nenhum tipo de comunicação com outros DEARs (SAHOO et al., 2021).

Para resolver esse problema, uma alternativa é incluir um controlador proporcional Integral (PI) que ajuda a mitigar os erros de controle de potência reativa e garante a coordenação adequada entre o sistema DG e rede elétrica (ZHONG, 2013; TAO et al., 2015) e (DENG et al., 2017).

Este controlador é usado para compensar a tensão RMS, dessa forma, a norma quadrática da tensão dos capacitores, Equação (3.33), é comparada com a referência de tensão gerada pelo droop  $E_{0q}$ , gerando o erro para o compensador.

$$\frac{|v_{o\alpha\beta}|}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{v_{o\alpha}^2 + v_{o\beta}^2}}{\sqrt{2}} \quad (3.33)$$

Para evitar qualquer ação integral de *wind-up*, principalmente quando ocorre a saturação dos loops de corrente internos, o PI controlador é separado em duas ações  $k_p$  e  $k_i$ , contendo seus respectivos saturadores, conforme pode ser observado na Figura 3.1.

Observando a malha de droop da Figura 3.1, após gerar os valores de referência de frequência e tensão, são somados os valores de  $\omega_{rest}$  e  $E_{rest}$  utilizados para restauração dos pontos iniciais de operação. Estes sinais são recebidos do controle secundário para gerar os valores de referência  $\omega_n$  e  $E$ , os quais serão utilizados para gerar as referências de tensão e frequência para a malha interna de controle de tensão.

### 3.4 CONTROLE SECUNDÁRIO - MGCC

Utilizando o droop na malha de controle primário, ao ocorrer um aumento na demanda no sistema, este responde diminuindo tanto a frequência quanto as magnitudes de tensão. Esse mecanismo fundamental inevitavelmente resulta em desvios dos níveis especificados de frequência e tensão, e para corrigir essas variações, torna-se necessário implementar um controle secundário (SHAN et al., 2021; LING et al., 2021).

O controle secundário é implementado no MGCC, responsável pela restauração de tensão e frequência através das ações de controle  $\omega_{rest}$  e  $E_{rest}$  as quais são somadas na equação da malha do droop (3.34). Além disso, o controle secundário envia os *set-*

points ( $\omega_0$ ,  $P_0$ ,  $E_0$ ,  $Q_0$ ) para a malha de controle primário, através de um protocolo de comunicação, conforme observado na Figura 3.1.

$$\begin{aligned}\omega_n &= \omega_o - m(p_f - P_0) + \omega_{rest} \\ E &= E_o - n(q_f - Q_0) + E_{rest}\end{aligned}\quad (3.34)$$

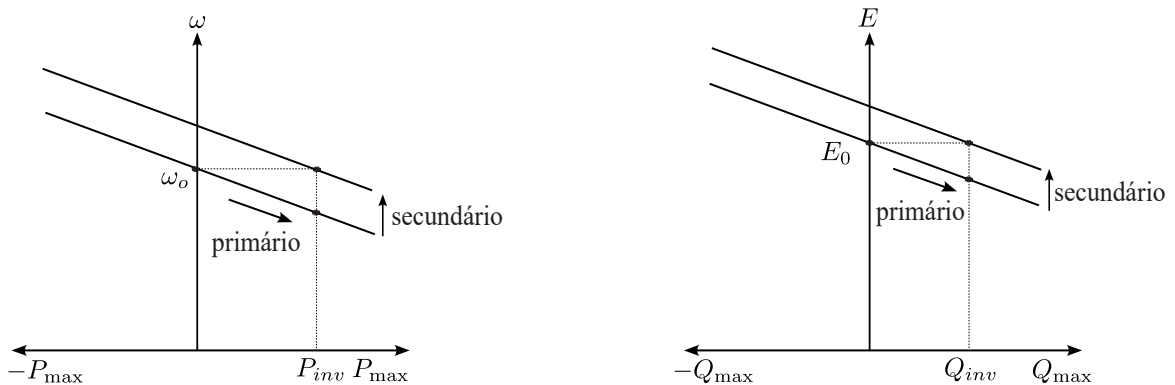
As curvas de inclinação do droop, estão representadas pela Figura 3.14, onde percebe-se que o controle primário desvia a frequência e tensão dos pontos iniciais  $\omega_0$  e  $E_0$ , enquanto que o controle secundário atua para restaurar a tensão e frequência, o qual é representado pelas setas verticais.

As malhas de controle secundário tem grande influência do *delay* de comunicação, o qual depende da taxa de envio de mensagens e do protocolo utilizado na MR. Dessa forma, existem finitas e diferentes taxas de transmissão, as quais podem causar problemas relacionados à estabilidade (MENG et al., 2015). Sendo assim, a duração entre amostragem e decodificação varia devido a atrasos no acesso e transmissão de dados na rede, resultando em intervalos de amostragem/transmissão inconsistentes.

Uma preocupação significativa em transmissões digitais é a possível perda de dados durante o trânsito pela rede, tipicamente, as interrupções de pacotes ocorrem devido a erros de transmissão em links físicos de rede ou *buffer overflow* causados por congestionamentos (MARTÍ et al., 2018).

Para replicar essas variações, uma função de comunicação variável no tempo é implementada conforme Equação (3.35), onde  $t$  representa o tempo e  $k_1$  é um contador na velocidade de atualização do controle, com  $0 \leq k_1 \leq 100$  (LAI et al., 2016; LI et al., 2023). As variações do atraso estão limitadas entre 10 ms e 1000 ms, valores viáveis para representar as dinâmicas de atraso do controle secundário (GUERRERO et al., 2011; KOUNEV et al., 2015; MARZAL et al., 2018) e estão representadas pelo bloco "Delay variável", na Figura 3.1, o qual simula uma comunicação sem determinismo temporal e com variações entre os envios das mensagens.

Figura 3.14 – Restauração de tensão e frequência pela malha de controle secundário



$$d_v(t) = \frac{1 + \sin(20000t + 2k_1)}{2} \quad (3.35)$$

Conforme mencionado, o *delay* de implementação pode variar de poucos milissegundos até centenas de milissegundos, e pode ser modelado para um atraso específico de tempo de acordo com  $\tau_d$ , conforme (3.36) (SHAFIEE et al., 2014). Dessa forma, como *delay* está limitado dentro do intervalo [0.01 e 1.0s] estes dois casos de  $\tau_d$  serão utilizados para realizar o diagrama de bode das malhas de controle secundário.

$$delay = e^{-\tau_d s} \quad (3.36)$$

### 3.4.1 Restauração e Reconexão

Espera-se que uma MR mantenha os padrões de qualidade de energia tanto em operações paralelas quanto em operações em ilhamento. As normas que referem-se aos limites especificados de qualidade e de energia estão delineados nas normas de interconexão de GD (READ, 1995) e são utilizados como parâmetros para a interconexão com a rede principal de acordo com a tabela 3.2 onde três parâmetros são verificados para que ocorra a transição para o modo conectado.

O primeiro parâmetro é diferença de tensão entre o barramento e a rede, o segundo a diferença de frequência e o terceiro a diferença de fase. Percebe-se que quanto maior a potência associada à geração, mais justos são os limites de tolerância entre a rede e o ponto de conexão.

A Figura 3.15 mostra as etapas associadas a sincronização do controle secundário, separadas em dois aspectos principais, em modo ilhado e conectado à rede. Quando a MG está operando em modo ilhado, as referências de controle secundário de frequência  $\omega_{ref}$  e tensão  $E_{ref}$  vêm internamente do MGCC, onde  $E_{isl.}$  é a referência de média tensão  $13,8 \text{ kV}/\sqrt{3}$  e  $\omega_{isl.}$  é igual a  $2\pi 60 \text{ rad/s}$ , enquanto que  $E_g$  e  $\omega_g$  vem das medidas do PLL da rede.

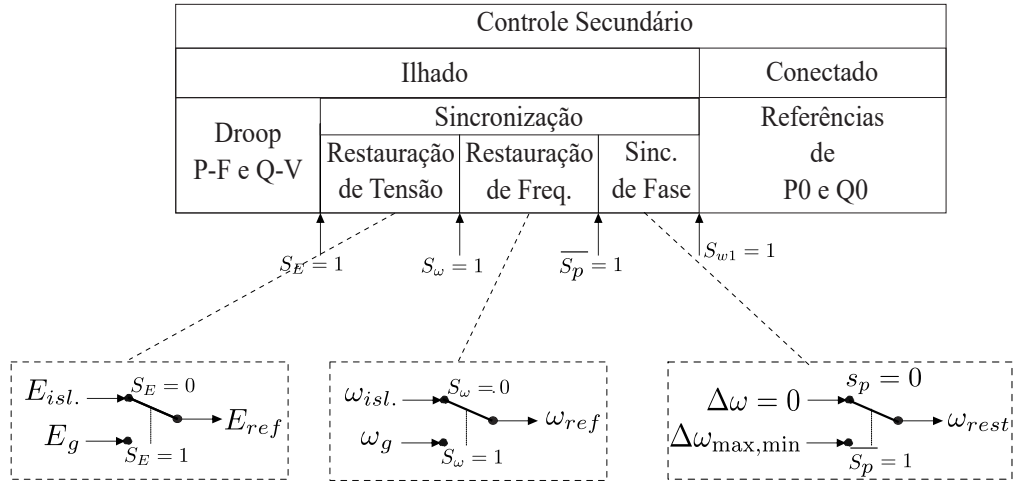
O processo de sincronização é composto por três partes: restauração de tensão, restauração de frequência e sincronização de fase. O processo começa alterando as referências internas de tensão e frequência para a tensão medida na rede e a frequência estimada da rede, comutando  $S_E = 1$  e  $S_\omega = 1$ .

Tabela 3.2 – Norma para sincronização de DG (READ, 1995)

Generação (kVA)	Vol. Dif.(%)	Freq. dif.(Hz)	Phase dif.(°)
0 - 500	10	0.3	20
>500 - 1500	5	0.2	15
>1500 - 10000	3	0.1	10



Figura 3.15 – Etapas para Sincronia com a rede



Fonte: Autor

Após o BESS realizar a restauração de frequência e atingir a frequência da rede, o processo de sincronização de fase inicia desativando momentaneamente a restauração de frequência,  $S_p = 0$  e  $\overline{S_p} = 1$ .

O processo de sincronização de fase irá deslocar a frequência do BESS limitada por  $\Delta\omega_{max}$  e  $\Delta\omega_{min}$ . Quando a diferença entre a fase da rede  $\theta_g$  e a fase do BESS  $\theta_b$  se tornar pequena, o processo de sincronização de fase é encerrado, o interruptor  $\overline{S_p}$  é desligado e a restauração de frequência  $S_p$  é ativada novamente.

Se os três parâmetros estiverem dentro dos limites padrões (READ, 1995) apresentados na Tabela 3.2, o interruptor principal da microrrede  $S_{w1}$  é fechado, e é realizada a transição para o modo conectado. No modo conectado, as referências de tensão e frequência são impostas pela rede, e o controle secundário pode alterar as referências de P0 e Q0 para exportar ou importar potência ativa, assim como gerenciar a potência reativa do BESS.

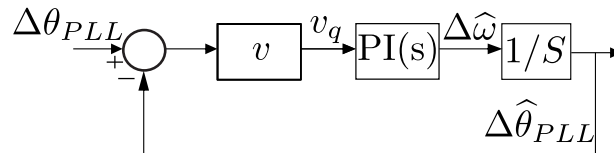
### 3.4.2 PLL

Dentre as malhas implementadas no controle secundário, o algoritmo de sincronia do PLL tem uma grande influencia na performance de toda a MR, sendo também responsável pela malha de sincronia entre a MR e a rede, quando operando em modo ilhado (ROCABERT et al., 2012).

O método de sincronismo utilizado foi o *Phase Locked Loop* em eixos síncronos de referência (SRF-PLL) o qual utiliza a transformada de Park equação (3.37), para gerar as referências em quadratura  $v_d$  e  $v_q$  conforme observado na Figura 3.1.

$$T_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{PLL}) & \text{sen}(\theta_{PLL}) \\ -\text{sen}(\theta_{PLL}) & \cos(\theta_{PLL}) \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Figura 3.16 – Circuito linearizado do PLL



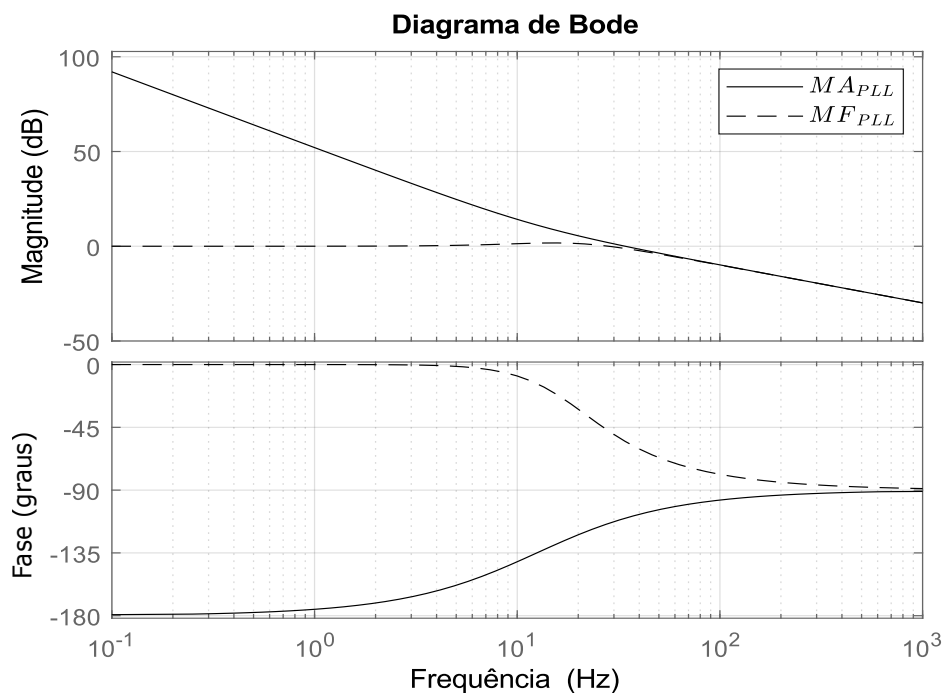
Fonte: Autor

Na saída do eixo em quadratura é adicionado um filtro passa baixas com frequência de corte de 15 Hz, para tirar as oscilações de altas frequências da tensão da rede. Após a saída do filtro, é passado por controlador do tipo PI o qual vai gerar a ação de controle  $\Delta\omega$  que é a diferença entre o valor estimado  $\omega_e$  e o valor de referência da frequência da rede  $\omega_0$ . Quando atuando em regime permanente  $\omega_e$  torna-se igual a frequência fundamental em regime permanente e  $v_q$  é igual a zero.

De acordo com (CHUNG, 2000) e (GOLESTAN et al., 2017) a linearização da malha de controle do PLL é descrita conforme Figura 3.16, onde o ganho  $v$  o representa a amplitude da tensão da rede em coordenadas síncronas. (ALI; Suhail Hussain, 2018)

Para o projeto do controlador PI foi realizado o critérios de frequência de cruza-

Figura 3.17 – Diagrama de bode do PLL em malha aberta compensada e malha fechada



Fonte: Autor

mento e fator de amortecimento. O primeiro geralmente é escolhido em algumas dezenas de Hz enquanto o segundo tem valores típicos entre 0,6 e 1,0 (WANG; BLAABJERG; WU, 2014; GOLESTAN et al., 2017; ALI et al., 2018; NICOLINI et al., 2020).

A Figura 3.17 apresenta o diagrama de bode da planta compensada em malha aberta  $MA_{PLL}$  com uma frequência de cruzamento do ganho de 30 Hz e uma margem de fase de aproximadamente 70 graus, o que implica em um coeficiente de amortecimento de aproximadamente 0,7 e ganhos  $k_{p_{PLL}} = 0,6465$  e  $k_{i_{PLL}} = 50,7760$ . Percebe-se ainda o diagrama de bode de malha fechada  $MF_{PLL}$  o qual mantém a magnitude do ganho em 0 db até a frequência de cruzamento.

### 3.4.3 Restauração de Tensão

A Figura 3.18 apresenta o diagrama de blocos da malha de restauração de tensão. A referência  $E_{ref}$  é comparada com a tensão  $E$ , gerando um erro de tensão, o qual será compensado por  $PI_E(s)$ , limitada por  $E_{max}$ , e  $E_{min}$ . A dinâmica da planta pode ser modelada pelo ganho unitário, enquanto que as dinâmicas do droop por estarem em velocidades mais rápidas podem ser desprezadas (VASQUEZ et al., 2013).

Quando a MR está operando em modo ilhado, a referência  $E_{ref}$  é ajustada internamente, sendo a tensão nominal da MR. De outra forma, quando é necessário fazer a sincronia com a rede, a referência  $E_{ref}$  é a própria tensão RMS da rede em eixos síncronos  $v_{dg}/\sqrt{2}$ .

$$E_{rest} = k_{pe}(E_{ref} - E_b) + k_{ie} \int (E_{ref} - E_b) dt \quad (3.38)$$

A Figura 3.19 apresenta o diagrama de bode da planta compensada em malha aberta, considerando os delays de 0.01 e 1s. O compensador utilizado foi um PI (3.38), sendo  $E_b$  a tensão RMS do barramento, e o controlador projetado para um banda passante de 0,2 Hz, resultando em  $k_{pe} = 0,014058$  e  $k_{ie} = 1.363950$ .

Figura 3.18 – Malha de restauração de tensão

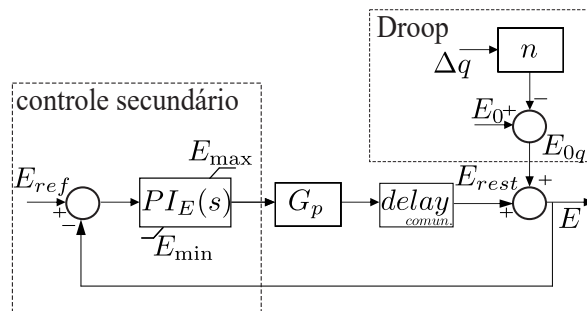
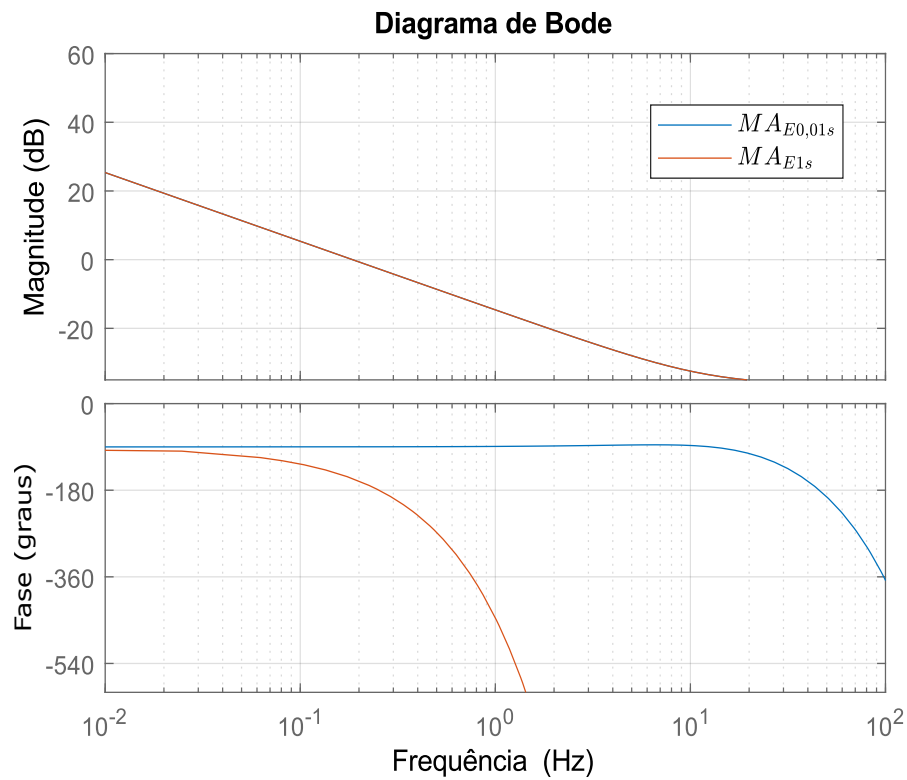
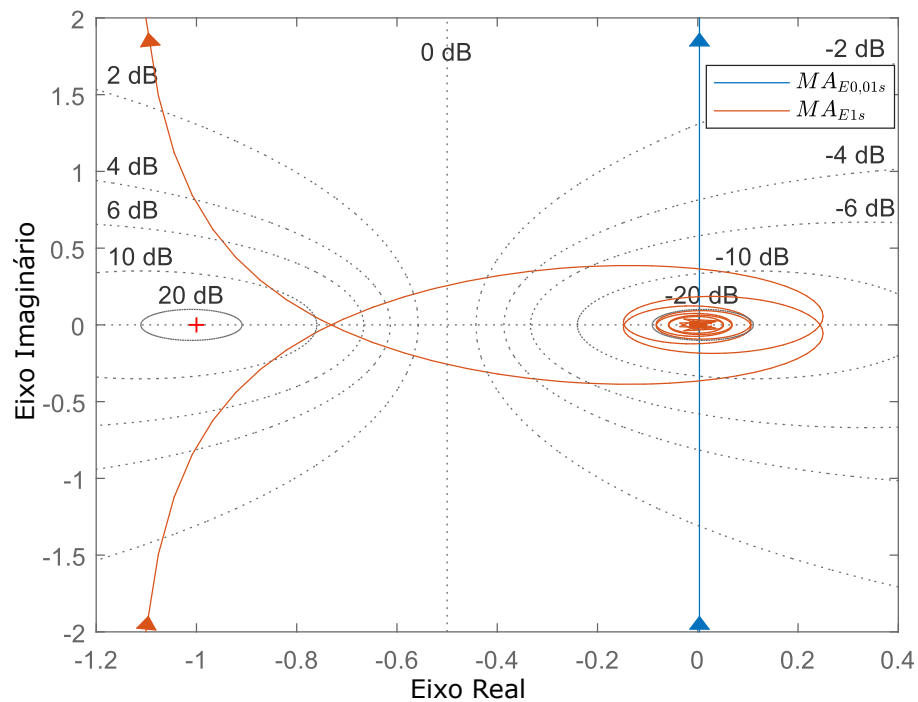


Figura 3.19 – Diagrama de bode da malha de restauração de tensão



Fonte: Autor

Figura 3.20 – Diagrama de Nyquist para malha de restauração de tensão, considerando *delays* de 0.01 e 1s

Fonte: Autor

A Figura 3.20 apresenta o diagrama de *Nyquist* para a planta compensada de laço aberto, da Figura 3.18, considerando os dois *delays* mencionados. A margem de fase para a planta com *delay* igual a um segundo é de 30 graus, enquanto que para o *delay* de 10 ms é de aproximadamente 90 graus. Além disso, como a planta não tem polos no semi-plano esquerdo e variação da frequência angular  $\omega$  não contorna o ponto  $-1+j0$ , conclui-se que o sistema também é estável.

### 3.4.4 Restauração de Frequência

Este compensador, é conhecido como *load-frequency control* (LFC) na Europa, com desvios de frequência de  $\pm 0.3$  Hz para continente Europeu, e *Automatic Generation Control* (AGC) na América do Norte, onde deve corrigir desvios de frequência com limite de  $\pm 0.1$  Hz (GUERRERO et al., 2011; VASQUEZ et al., 2013).

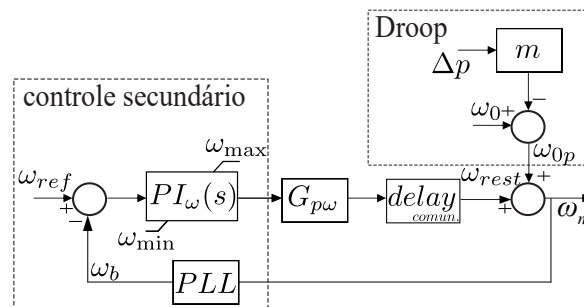
A malha de controle secundário para restauração de frequência, pode ser modelada conforme a Figura 3.21, onde a referência  $\omega_{ref}$  é comparada com a saída estimada do barramento  $\omega_b$ , gerando o erro de frequência, o qual será compensado pelo compensador  $PI_{\omega}(s)$ , limitado por  $\omega_{max}$ ,  $\omega_{min}$ .

Quando a MR está operando em modo ilhado, a referência  $\omega_{ref}$  é ajustada internamente para a frequência nominal da MR. De outra forma, quando é necessário fazer a sincronia com a rede, a referência  $\omega_{ref}$  é a própria frequência estimada da rede  $\omega_g$ .

O bloco  $G_{p\omega}$  refere-se a planta, e é definido como ganho unitário e as dinâmicas mais rápidas da malha do droop podem ser negligenciadas (AHUMADA et al., 2016). A dinâmica do bloco do PLL pode ser aproximado pela Equação (3.39), sendo  $\tau_{PLL}$  a constante de tempo referente banda passante (VASQUEZ et al., 2013), onde  $\tau_{PLL} = 1/(2\pi 30)$ .

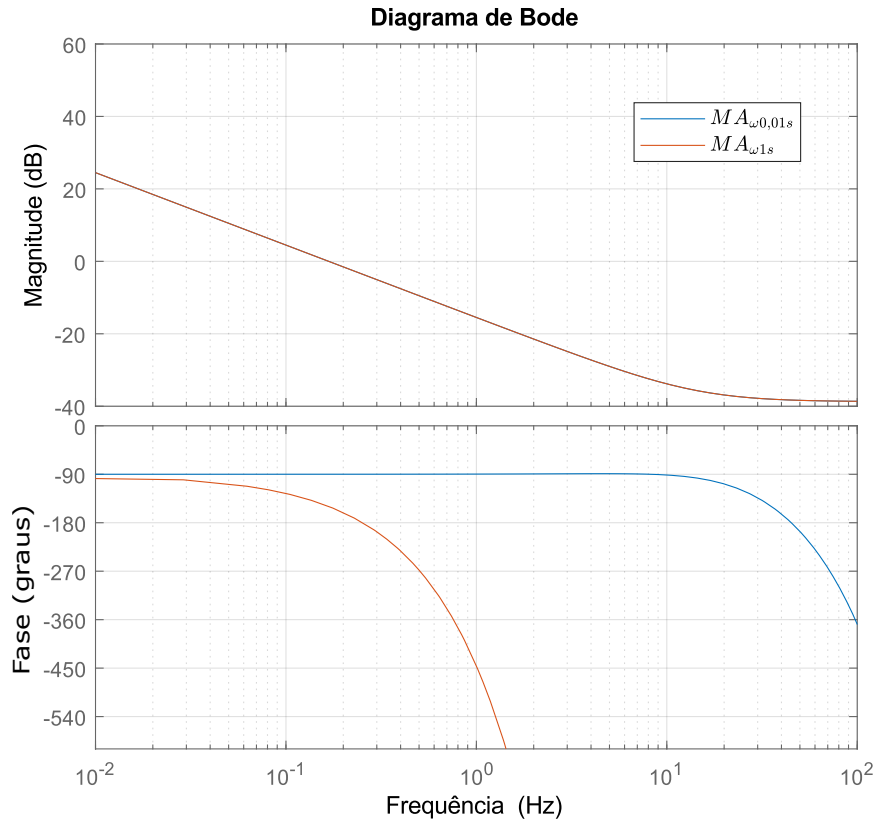
$$PLL = \frac{1}{\tau_{PLL}s + 1} \quad (3.39)$$

Figura 3.21 – Malha de restauração de frequência



Fonte: Adaptado de (AHUMADA et al., 2016)

Figura 3.22 – Diagrama de bode da malha de restauração de frequência



Fonte: Autor

Para o projeto do controlador (3.40) foi considerando que esta malha de controle tem uma taxa de atualização muito mais lenta que os controladores primários (GUERRERO et al., 2011), desejando uma faixa de cruzamento do ganho próxima a 0.2 Hz. Dessa forma, obteve-se  $k_{p\omega} = 0,14058$  e  $k_{i\omega} = 1,27824$ .

$$\omega_{rest} = k_{p\omega}(\omega_{ref} - \omega_b) + k_{i\omega} \int (\omega_{ref} - \omega_b) dt + \Delta\omega \quad (3.40)$$

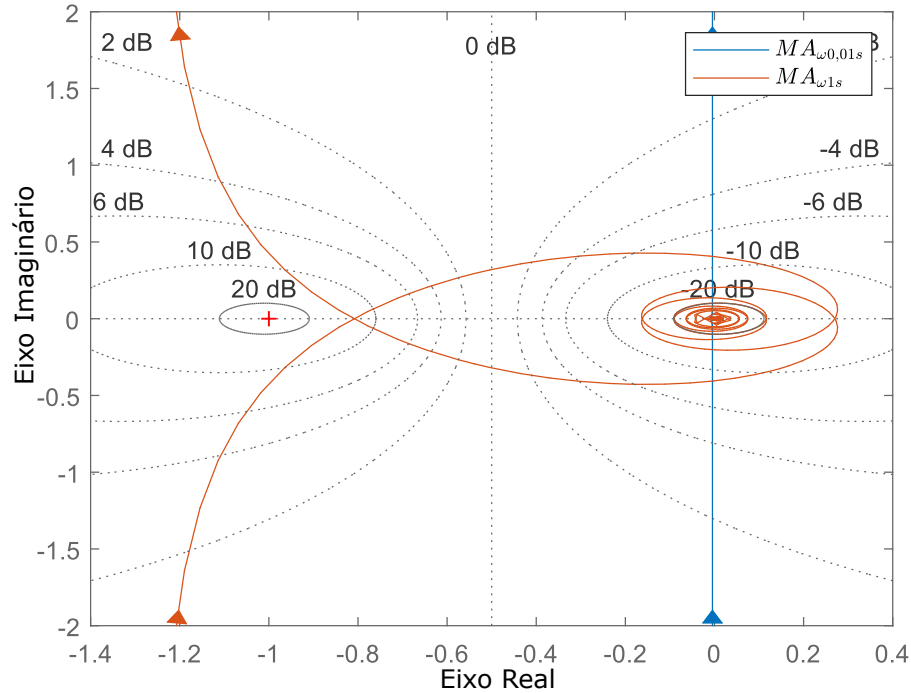
O diagrama de bode de malha aberta da Figura 3.22 demonstra os *delays* de 0.01 e 1s, respectivamente. Percebe-se a magnitude do ganho não é alterado com a variação de  $\tau_d$ , entretanto com o *delay* de 1s a margem de fase é menor, chegando próxima a 30 graus, enquanto que para o *delay* de 10 ms, a MF é de 90 graus.

A Figura 3.23 apresenta o diagrama de *Nyquist* para a planta compensada de laço aberto, da Figura 3.21, considerando os dois *delays* mencionados. Percebe-se que como a planta não tem polos no semi-plano esquerdo e variação da frequência angular  $\omega$  não contorna o ponto  $-1+j0$ , o sistema é estável.

Na equação do controlador de frequência (3.40), percebe-se a adição do termo  $\Delta\omega$  na ação de controle, este termo é o ganho responsável pela sincronização de fase da MR com a rede principal, antes da realizar a conexão. No entanto, quando operando em modo

conectado este termo deve ser zerado, uma vez que a MR já está sincronizada com a rede (BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

Figura 3.23 – Diagrama de Nyquist para malha de restauração de frequência, considerando *delay* de 0.01 e 1s



Fonte: Autor

### 3.4.5 Sincronismo de Fase

Além da restauração da amplitude e frequência, o controle secundário é responsável pela sincronização de fase entre a rede principal e o barramento quando a rede principal está operando em modo ilhado. No entanto, a frequência e a fase estão correlacionadas e os controladores não podem operar ao mesmo tempo, como mostrado na Figura 3.1. O *loop* acoplado utiliza um interruptor complementar à  $S_p$  denominado  $\overline{S}_p$ , o qual separa as ações de controle da restauração da frequência e da sincronização de fase. Após a frequência estimada do barramento  $\omega_b$  atingir a referência de frequência  $\omega_{ref}$ , a sincronização de fase é iniciada, desligando  $S_p$  e ligando  $\overline{S}_p$ .

A sincronização de fase compara o ângulo da rede  $\theta_g$  com o ângulo do barramento  $\theta_b$  até que a diferença seja próxima de zero. A Figura 3.24 mostra o diagrama de blocos simplificado da malha de controle de fase. O primeiro bloco é o saturador, o segundo e terceiros blocos são a implementação do atraso (3.36) e o integrador de frequência, os quais representam a planta  $G_f(s)$ .

Devido ao *delay* de comunicação, a ação de controle  $\Delta\omega$  precisa ser cuidadosamente

projetada de acordo com a Equação (3.41), onde o ganho do saturador será  $\Delta\omega_{\max}$  ou  $\Delta\omega_{\min}$  de acordo com a diferença de fase.

$$\Delta\omega = \begin{cases} \Delta\omega_{\max}, \theta_g - \theta_b > 180 \\ \Delta\omega_{\min}, \theta_g - \theta_b < 180 \end{cases} \quad (3.41)$$

No processo de sincronização de fase, há um aumento ou diminuição na frequência do BESS, e os períodos da referência, Equação (3.42), e o período do BESS, Equação (3.43), são diferentes, gerando uma diferença  $\Delta T$  a cada ciclo fundamental, conforme representado pela Equação (3.44) e ilustrado na Figura 3.25.

$$T_{60} = \frac{1}{60}(s) \quad (3.42)$$

$$T_{60+\Delta f} = \frac{1}{60 + \Delta f}(s) \quad (3.43)$$

$$\Delta T = T_{60} - T_{60+\Delta f}(s) \quad (3.44)$$

Considerando que a ação de controle para a sincronização de fase permanece constante em todo o período de sincronia, devido o controlador por histerese, essa diferença se repete sessenta vezes em um segundo, conforme a Equação (3.45). Dessa forma, com a diferença gerada em um segundo  $\Delta T_{1s}$ , pode-se encontrar uma relação com o ângulo fundamental durante um período completo, de acordo com a Equação (3.46).

$$\Delta T_{1s} = 60\Delta T(s) \quad (3.45)$$

$$\Delta_v = \frac{\Delta T_{1s} 360^\circ}{T_{60}}(graus/s) \quad (3.46)$$

Logo, é possível impor a variação de velocidade angular  $\Delta_v$  a cada segundo, entre a referência fundamental e o rastreamento de fase do BESS e posteriormente calcular os valores limites de  $\Delta\omega_{\max}$  e  $\Delta\omega_{\min}$  para que a variação de fase fique limitada na velocidade determinada  $\Delta_v$ .

Rearranjando a equação (3.46) e substituindo em (3.45), é possível determinar

Figura 3.24 – Diagrama de blocos simplificado da sincronia de fase

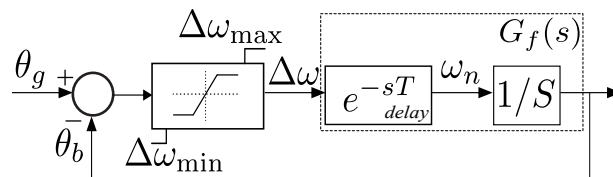
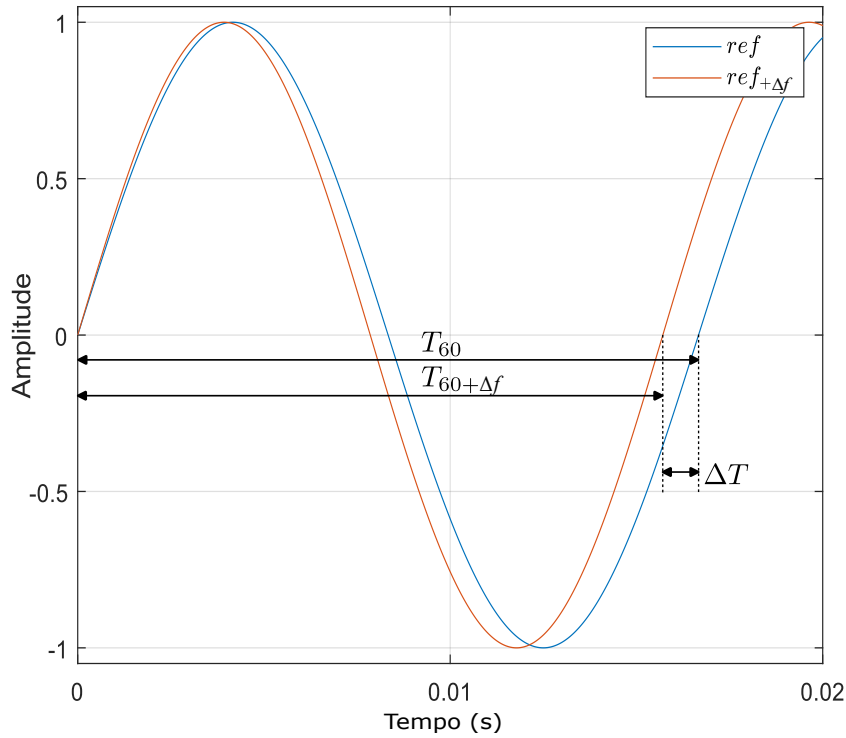




Figura 3.25 – Período da referência e do BESS no sincronismo de fase.



Fonte: Autor

a variação de fase em um segundo, de acordo da velocidade projetada  $\Delta_v$ , conforme a Equação (3.47).

$$\Delta T = \frac{\Delta_v T_{60}}{360^\circ 60} (s) \quad (3.47)$$

Substituindo (3.43) em (3.44) e reorganizando os termos, obtemos (3.48).

$$\frac{1}{60 + \Delta f} = T_{60} - \Delta T \quad (3.48)$$

Substituindo (3.47) em (3.48) e isolando  $\Delta f$ , encontra-se a Equação (3.49) a qual determina o valor da ação de controle  $\Delta f$  para deslocar o ângulo de fase de acordo com a velocidade  $\Delta_v$  projetada.

$$\Delta f = \left| \frac{1 - (60\Delta T - 60T_{60})}{T_{60} - \Delta T} \right| (Hz) \quad (3.49)$$

Por fim, as variações máxima e mínima de frequência são determinadas pela Equação (3.50), que limita a ação de controle do rastreador de fase.

$$\begin{aligned} \Delta\omega_{\max} &= +2\pi\Delta f (rad/s) \\ \Delta\omega_{\min} &= -2\pi\Delta f (rad/s) \end{aligned} \quad (3.50)$$

A velocidade de variação angular  $\Delta_v$  foi definida como sendo igual a 4 graus/s,

considerando que o atraso nas mensagens é, no pior caso, igual a um segundo, nesse cenário a MG irá deslocar quatro graus entre a recepção das mensagens enquanto o controlador de sincronismo estiver atuando. Após a definição da velocidade de deslocamento de fase, é calculada a variação  $\Delta f$  conforme a Equação (3.49), onde  $\Delta f$  fica limitado a 0,011113 Hz.

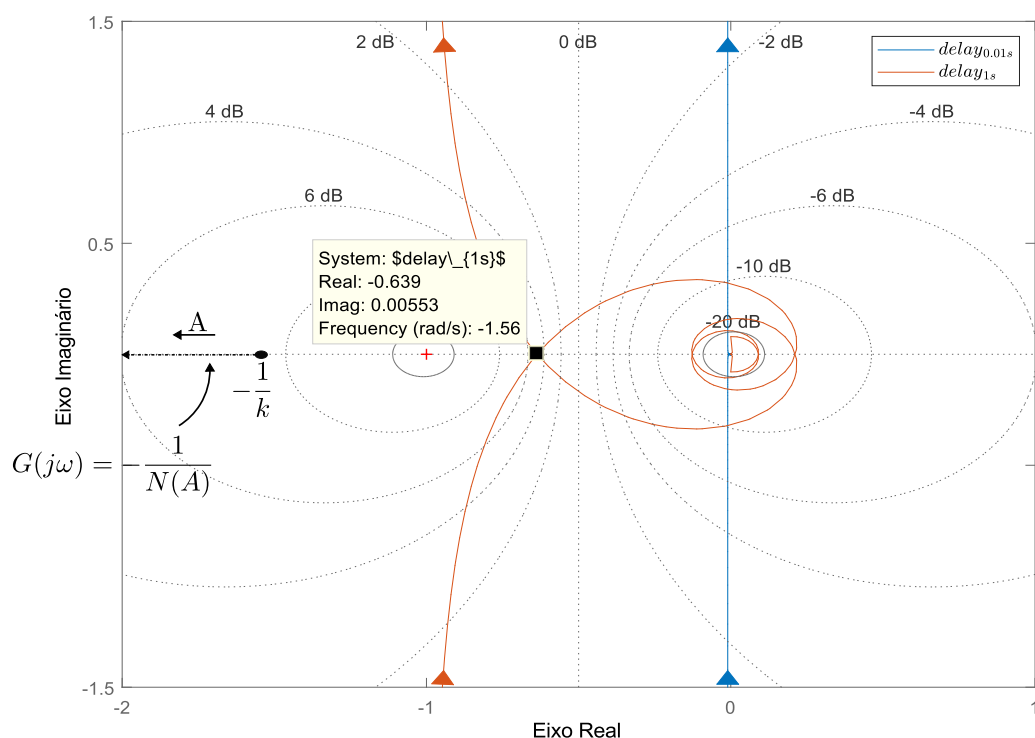
Para verificar a estabilidade do loop de controle de fase, o diagrama de Nyquist da Figura 3.26 foi utilizado para plotar o loop de malha aberta do diagrama de blocos apresentado na Figura 3.24, onde as setas indicam a trajetória de  $\omega$  que varia de  $-\infty$  a  $+\infty$ . Nesta malha, foi utilizado o saturador como elemento não-linear, e é necessário verificar o o locus da função descritiva, ou seja, se existe um ciclo limite para este *loop* de controle, de acordo com a função descritiva do elemento não-linear, e não apenas pelo ponto  $-1+j0$  (ASTRÖM; HAGGLUND, 1995).

Em (3.51) é apresenta a equação descritiva que deve ser analisada para os elementos não-lineares, e deve ser verificada para o saturador, o qual pode ser representado por um ganho  $k$ , de acordo com a Equação (3.52).

$$G(j\omega) = -\frac{1}{N(A)} \quad (3.51)$$

$$G(j\omega) = -\frac{1}{k} \quad (3.52)$$

Figura 3.26 – Diagrama de Nyquist para *delays* de 0.01 e 1 s.



Conforme pode ser observado pelo diagrama de Nyquist da figura 3.26, caso a função descritiva do saturador intercepte com as curvas plotadas através do diagrama de Nyquist, o sistema pode ficar instável. Percebe-se que este ponto de instabilidade, para o *delay* de 1 segundo, acontece em  $-0.639+0.0053j$ , com uma oscilação de 1,56 rad/s. Para isso, o ganho  $k$  deveria ser o inverso do lugar geométrico onde ocorre a interceptação com o eixo real ( $1/0,639=1,569$ ), resultando em uma resposta oscilatória. Dessa forma, o ganho deve ser limitado para que não se tenha ciclo limite atuando na malha de controle.

### 3.4.6 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou as malhas de controle hierárquico as quais são operadas pelo BESS em modo *grid forming* responsável pelo controle primário, e pelas malhas de controle secundário operadas pelo MGCC.

Nas malhas internas de controle primário, controladores proporcionais ressonantes foram projetados e testados para diferentes pontos de operação de carga na MR. Uma das propostas da tese foi validada através da implementação de limitadores de potência entre as malhas de corrente e tensão no controle primário.

Ainda no controle primário, foi projetada a malha de impedância virtual, a qual é necessário para aumentar a impedância de saída do conversor sem nenhuma perda física. Nesta malha foi proposta uma nova FT para a impedância virtual a qual se demonstrou ser menos oscilatória frente as limitações de potência na MR, quando comparada com métodos tradicionais.

Além disso, no controle primário foi utilizado o método do droop para compartilhamento de potências ativas e reativas, este método foi utilizado para fazer a sincronia e restauração de frequência e tensão através do controle secundário.

As malhas de controle secundário de restauração de frequência e tensão, bem como a de sincronia de fase foram projetadas para que os *delays* de comunicação não afetem os resultados de controle. Para isso, diagramas de Nyquist foram utilizados considerando variações de 0,1 e 1 segundo, sendo uma boa ferramenta para avaliação de estabilidade frente a *delays* de comunicação.

Ainda no controle secundário foi projetada a malha de sincronismo de velocidade, a qual pode-se definir a velocidade de sincronização entre a diferença angular do barramento CA e da rede antes da conexão, sendo a segunda proposta de contribuição da tese.

## 4 RESULTADOS DE HARDWARE-IN-THE-LOOP

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir de ensaios realizados em uma plataforma *Hardware in-the-loop* (HIL) implementados no dispositivo Typhoon HIL 604 (Typhoon HIL, 2023). Estas plataformas permitem emular sistemas complexos em tempo real e com alta fidelidade e precisão, reduzindo o custo e o tempo de desenvolvimento, principalmente em sistemas de altas potências e diversas fontes de geração (RODRIGUEZ-ANDINA; VALDES-PENA; MOURE, 2015; CHEN; CHEN, 2018).

A MR, e o desempenho da estrutura de controle hierárquico, bem como os modos de operação foram validados através de resultados de HIL, as leis de controle foram implementadas em *C-blocks* internos do próprio software de *real time simulation*, com passo de simulação de  $1 \mu\text{S}$ . No apêndice A a Figura A.1 apresenta a MG simulada no software da Typhoon HIL, onde se encontram os elementos que compõem a MR e que serão detalhados a seguir.

### 4.0.1 Microrrede da UFSM

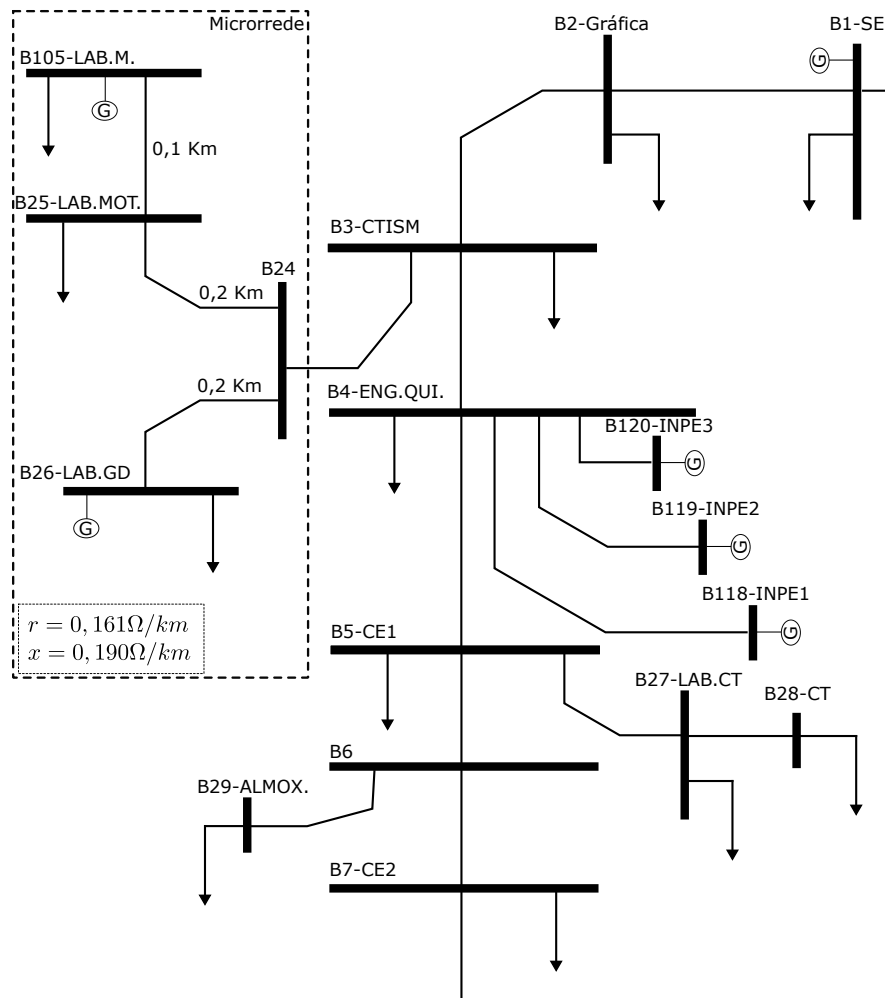
A contextualização da MR acontece na UFSM, onde a Figura 4.1 apresenta uma seção unifilar da rede, a qual vai ser considerada como parâmetros para o estudo de caso. Nela está destacada a MR que é composta pelas barras: 24 (barra principal de entrada da MR), 105 (laboratório da mecânica), 25 (laboratório de motores) e 26 (laboratório de geração distribuída). A tabela 4.1 apresenta os elementos que compõem a MR com seus respectivos valores.

Cada barra contém suas respectivas cargas, além de fazer parte da MR um sistema de geração por grupo motor gerador de 75KVA na barra 105 e um sistema de geração solar fotovoltaica de 100 kWp na barra 26. Além disso, foi adicionado na figura as distâncias entre as barras, as quais foram estimadas, e irão definir a impedância de linha da MR

Tabela 4.1 – Parâmetros da Microrrede

Parâmetro	Símbolo	Valor
GFM BESS	$P_{GFM}$	1 MW / 1 MWh
GFL BESS	$P_{GFL}$	400 kW / 400 KWh
Geração Fotovoltaica	$P_{PV}$	100 kWp
Cargas Críticas	$R_1$	300 kVA PF=0.95 Ind
Cargas Críticas	$R_3$	250 kVA PF=0.97 Ind
Cargas despachável	$R_2$	400 kVA PF=0.98 Ind
Impedância de Linha (100 m)	RL2; RL3	0,016 + j0.019 $\Omega$
Impedância de Linha (50 m)	RL1;RL5	0,008 + j0.0095 $\Omega$
Impedância de Linha (200 m)	RL4	0,032 + j0.038 $\Omega$

Figura 4.1 – Diagrama Unifilar de uma seção da rede da UFSM.



Fonte: Autor

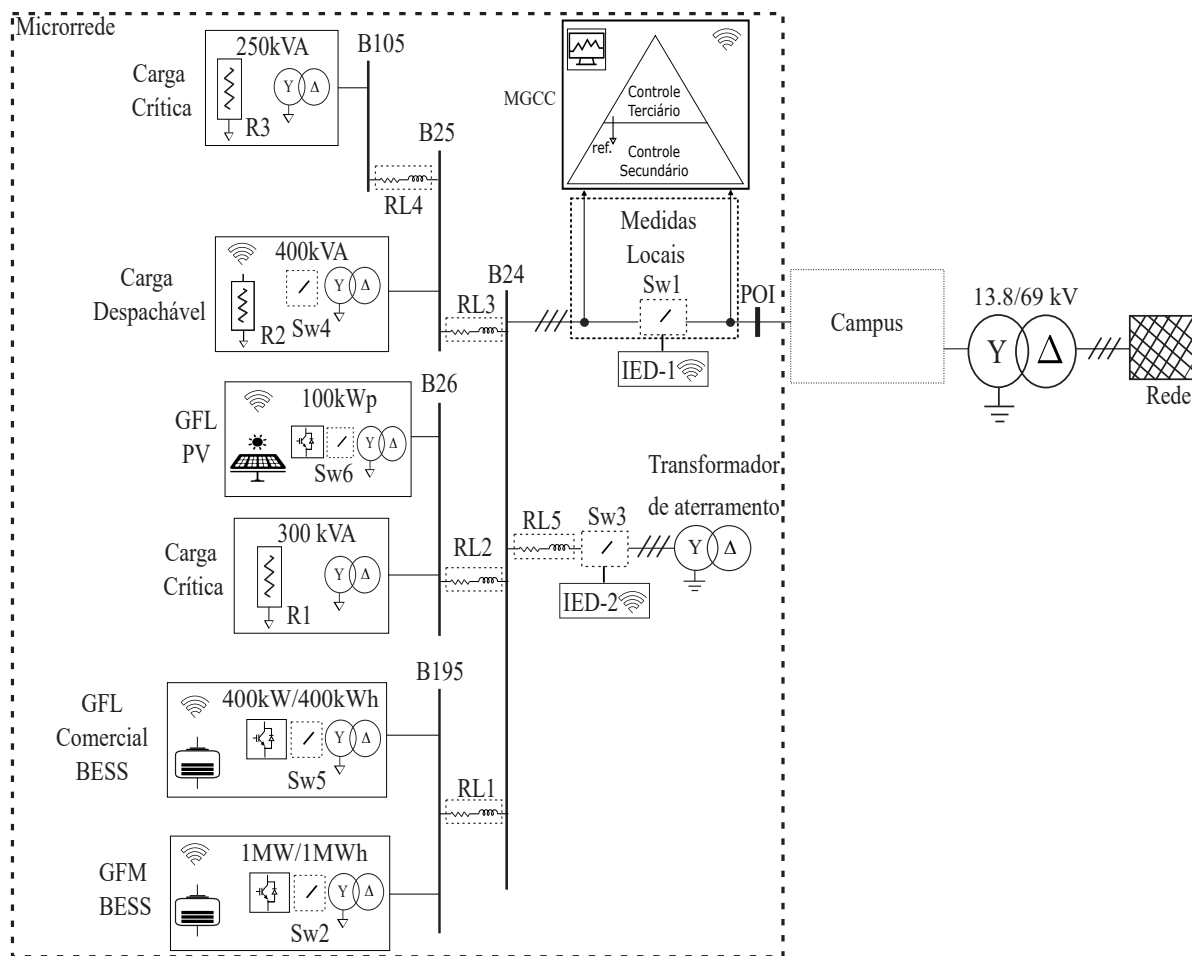
conforme parâmetros utilizados da tabela 3.1 e destacados no canto inferior esquerdo da figura, considerando redes de média tensão.

A Figura 4.2 é uma descrição detalhada do diagrama unifilar da Figura 4.1. Nesta MR foi desconsiderado o gerador à diesel da barra 105 e adicionando a barra B195. Nesta nova barra está conectada um BESS operando em modo *grid forming* de 1 MW/ 1 MWh com parâmetros de controle elencados na Tabela A.2, e um comercial BESS de 400 kW/ 400 kWh operando em modo *grid following*.

O BESS comercial da empresa EPC power está representado pela Figura 4.3a) onde a conexão física entre o Typhoon e o BESS ocorre por cabos flat e a conexão entre o BESS e o *Host PC* é feita por meio de um conversor CAN-USB. De outra forma, a Figura 4.3b) demonstra o *setup* equivalente entre os valores reais, obtidos através dos controladores da EPC, sendo enviados/ recebidos pelo HIL.

Os arquivos de instalação, bem como as I/Os utilizadas pelo fabricante já vieram definidas, sendo necessário carregar o arquivo de configuração e utilizar a IHM fornecida

Figura 4.2 – Microrrede da UFSM



Fonte: Autor

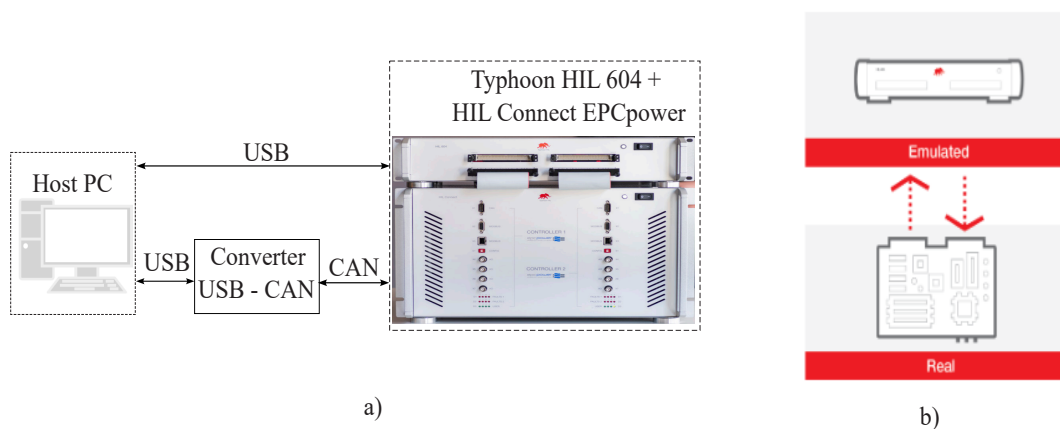
pele fabricante, para enviar as referências de potência ativa e reativa, conforme pode ser observado no Apêndice A Figura A.2.

A jusante do POI que faz a interconexão da MR com o restante da rede, foi adicionado uma seccionadora (Sw1) a qual é acionada por um relé de proteção, (*integrated electronic devices* IED-1) o qual se comunica com o MGCC recebendo os sinais para efetuar o *trip* e desconectar a MR da rede de distribuição quando necessário.

Para a operação em modo ilhado, fez-se necessário a adição do transformador de aterramento o qual será acionado pelo IED-2 no momento da transição para modo ilhado, garantindo que os sistemas de proteção atuem adequadamente em caso de falta (VUKOJEVIC, 2018).

Ainda, o MGCC faz o controle total da MR, podendo mandar as referências para os controladores locais das GDs, controlar a carga despachável e também os modos de operação da MR. A tabela A.1 apresenta os ganhos dos controladores projetados no MGCC.

Figura 4.3 – C-HIL Setup: a) Conexão física entre Typhoon, EPC e *Host PC*; b) Equivalente *setup*



Fonte: Autor

#### 4.1 IMPEDÂNCIA VIRTUAL COM LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA

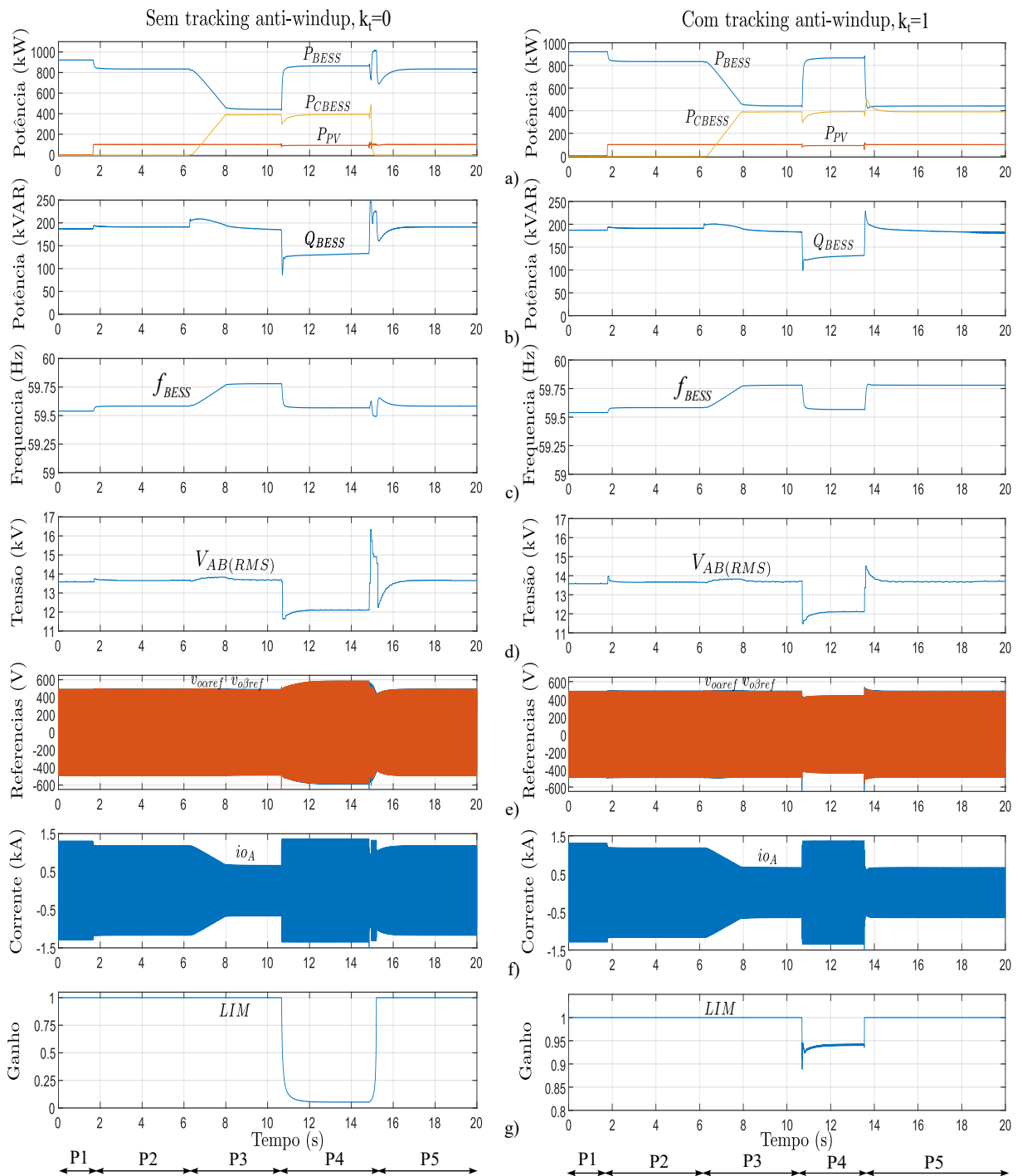
A figura 4.4 apresenta a MG operando em modo ilhado, com o lado esquerdo apresentando as formas de onda sem a ação *anti-windup* e o lado direito com rastreamento de *anti-windup*. Sete formas de onda são apresentadas por: a) potência ativa; b) potência reativa; c) frequência; d) tensão RMS de linha; e) referências de tensão; f) corrente de saída da fase A; g) função de limitação. Além disso, a figura está seccionada em 5 períodos (P1-P5) os quais serão discutidos em sequência.

O período P1 mostra o GFM BESS na potência nominal da MG, P2 é o período em que o PV inicia a injeção de 100 kW na MG, conseqüentemente diminuindo a corrente de saída e a potência instantânea, enquanto percebe-se um leve aumento na frequência do GFM BESS.

Em P3 o BESS comercial inicia em rampa a injeção de 400 kW na MG, a frequência do GFM BESS aumenta gradativamente de acordo com a inclinação do droop, no entanto a corrente e a potência ativa diminuem em razão da geração fornecida pelo GFL BESS. Pode-se observar que até este momento a potência reativa, as referências de tensão, a tensão RMS de linha e a função LIM permanecem praticamente inalteradas e ambas as figuras demonstram os mesmos resultados.

Em P4 é iniciada uma sobrecarga na MG, neste momento a corrente do GFM BESS é limitada em  $I_{max}$ , a função do LIM 4.4g) diminui a referência de corrente, e conseqüentemente, a tensão do barramento Figura 4.4d) é reduzida para evitar a sobrecarga do GFM BESS. No lado esquerdo da Figura 4.4e) a referência de tensão tenta compensar a limitação de corrente aumentando a tensão de referência. Por outro lado, no lado direito da figura, utilizando o rastreamento *anti-windup*, a referência de tensão é menor que o valor nominal através da malha de realimentação com ganho  $k_t$ , o que pode ser observado

Figura 4.4 – Comparação de respostas com e sem ação *anti-windup*: a) potência ativa; b) potência reativa; c) frequência; d) tensão RMS de linha; e) referências de tensão; f) corrente de saída da fase A; g) função de limitação



Fonte: Autor

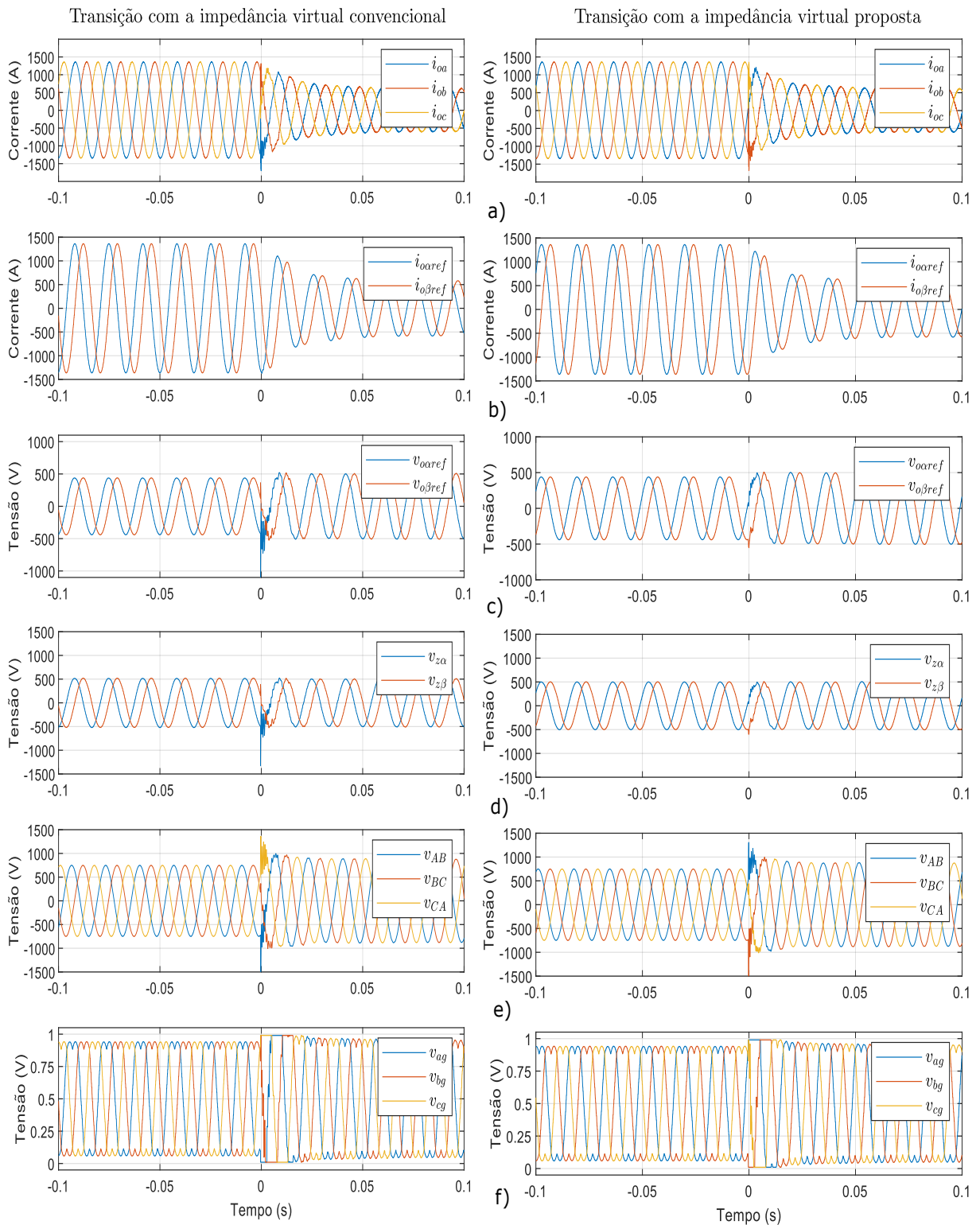
pela redução de amplitude da função do LIM, Figura 4.4g).

Em P5 a sobrecarga é retirada e a MG volta ao ponto nominal de operação, que é caracterizado pela função do LIM atingir o ganho unitário e a referência de tensão voltar



ao valor nominal.

Figura 4.5 – Comparação das funções de impedâncias virtuais na transição P4-P5. a) correntes de saída; b) referência de corrente; c) referência de tensão; d) tensão na impedância virtual; e) tensão de linha; f) sinais de modulação



Fonte: Autor

Quando o rastreamento *anti-windup* não é utilizado, o aumento nas tensões de referência Figura 4.4e) em P4 causa um pico de tensão no barramento no momento da transição P4-P5 4.4d). O BESS comercial percebe este surto de tensão, entrando em desligamento por proteção contra sobretensão, Figura 4.4a). Neste momento o GFM BESS precisa suprimir a potência ativa fornecida anteriormente pelo BESS comercial.

De outra forma, utilizando a malha de *anti-windup*, quando a saturação é removida em P5, a transição é suave e a tensão do Barramento na Figura 4.4d) tem apenas um pequeno *overshoot* que é tolerado pelo BESS comercial, o qual mantém a operação normal Figura 4.4a).

Para avaliar o impacto da impedância virtual convencional e da proposta, a Figura 4.5 demonstra as principais formas de onda com zoom na transição P4-P5, com ambas as funções utilizando a malha de *anti-windup*, composto por: a) correntes de saída; b) referência de corrente; c) referência de tensão; d) tensão na impedância virtual; e) tensão de linha; f) sinais de modulação.

A esquerda da figura mostra é demonstrado as formas de onda com a impedância virtual tradicional enquanto a direita mostra os resultados para a impedância virtual proposta.

Na impedância virtual convencional, quando ocorre o transitório, as referências de corrente Figura 4.5b), são ajustadas ao ponto nominal de operação da MR, mas harmônicos de ordem superior das correntes de saída Figura 4.5a) são reproduzidos na tensão equivalente na impedância virtual ( $v_z = i_o z_v(s)$ ) Figura 4.5d). Este ruído é somado na referência de tensão, como pode ser visto na Figura 4.5c).

A impedância virtual proposta, no lado direito da figura, consegue atenuar os harmônicos de corrente de alta ordem como pode ser visto pela tensão gerada na impedância virtual, Figura 4.5d) e conseqüentemente nas referências de tensão Figura 4.5c) as quais apresentam uma pequena oscilação em comparação com a impedância virtual tradicional. Além disso, as tensões do barramento 4.5e) os sinais de modulação na Figura 4.5f) convergem para o ponto de operação nominal mais rapidamente com a impedância virtual proposta em comparação com a impedância virtual tradicional.

## 4.2 SINCRONIZAÇÃO DA MR

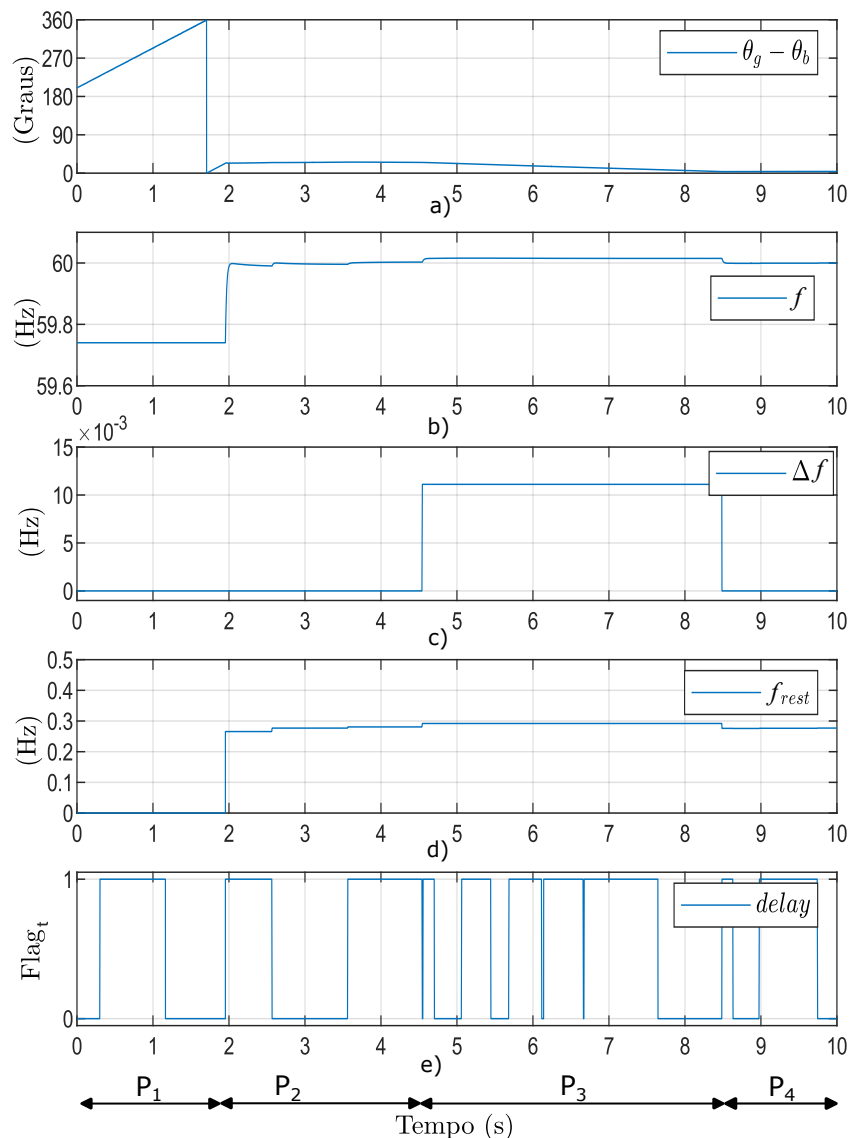
De acordo com a Tabela 3.2, a geração de até 1500 kVA deve estar dentro de uma diferença de voltagem inferior a 5%, diferença de frequência inferior a 0,2 Hz e diferença de ângulo de fase inferior a 15 graus.

Dessa forma, a Figura 4.6 mostra as formas de onda da MG operando em modo ilhado, com o processo de restauração da frequência e da fase, composto por: a) Diferença angular entre a rede e o BESS; b) Frequência da MG; c) Ação de controle de sincronização

de fase; d) Ação de controle de restauração de frequência; e) *Delay* de comunicação. A Figura 8 está separada em 4 Períodos (P1-P4) os quais serão detalhados na sequência.

O período P1 demonstra a MG antes do início do processo de restauração, a diferença angular entre o BESS e a rede, Figura 4.6a), está variando e a frequência do BESS, Figura 4.6b), é diferente de referência nominal, 60 Hz.

Figura 4.6 – Processo de sincronização de frequência e fase. a) Diferença angular entre a rede e o BESS; b) Frequência da MG; c) Ação de controle de sincronização de fase; d) Ação de controle de restauração de frequência; e) *Delay* de comunicação



Fonte: Autor

Em P2, o controle secundário é acionado, e o processo de restauração de frequência é iniciado, pela habilitação da ação de controle  $f_{rest}$  Figura 4.6d). Quando a frequência do BESS atinge o valor nominal, P2 é finalizado. Em P3 a ação de controle  $\Delta f$  Figura 4.6c) inicia o processo de sincronização de fase com a soma de  $\Delta f$  em  $f_{rest}$ , até que a

diferença angular entre o BESS e a rede chegue perto zero.

Quando a diferença angular se torna pequena, a ação de controle  $\Delta f$  é desligada e o processo de sincronização de fase é concluído. Em P4 a frequência e a fase do BESS estão dentro dos limites apresentados na Tabela 3.2 e a sincronização com a rede principal pode ser ativada.

Ainda na Figura 4.6e) é mostrado o atraso aleatório utilizado para simular as mensagens variantes no tempo entre o MGCC e o controlador BESS. Cada transição de borda da  $Flag_t$  significa que as mensagens foram enviadas pelo MGCC, o que pode ser observado pela atualização das ações de controle no mesmo instante das transições  $Flag_t$ . Além disso, pode-se observar que o tempo decorrido entre as transições do atraso varia entre alguns ms e um segundo, sendo exatamente o *delay* de comunicação.

A Figura 4.7 apresenta o *zomm-in* da Figura 4.6 com as formas de onda referentes ao processo de sincronização de fase. Considerando que o atraso na comunicação é grande, o processo de sincronização de frequência é difícil de alcançar extrema precisão, portanto, um pequeno *offset* na frequência é permitido, o que pode ser visto pela Figura 4.7b) antes do processo de sincronização de fase iniciado em P3.

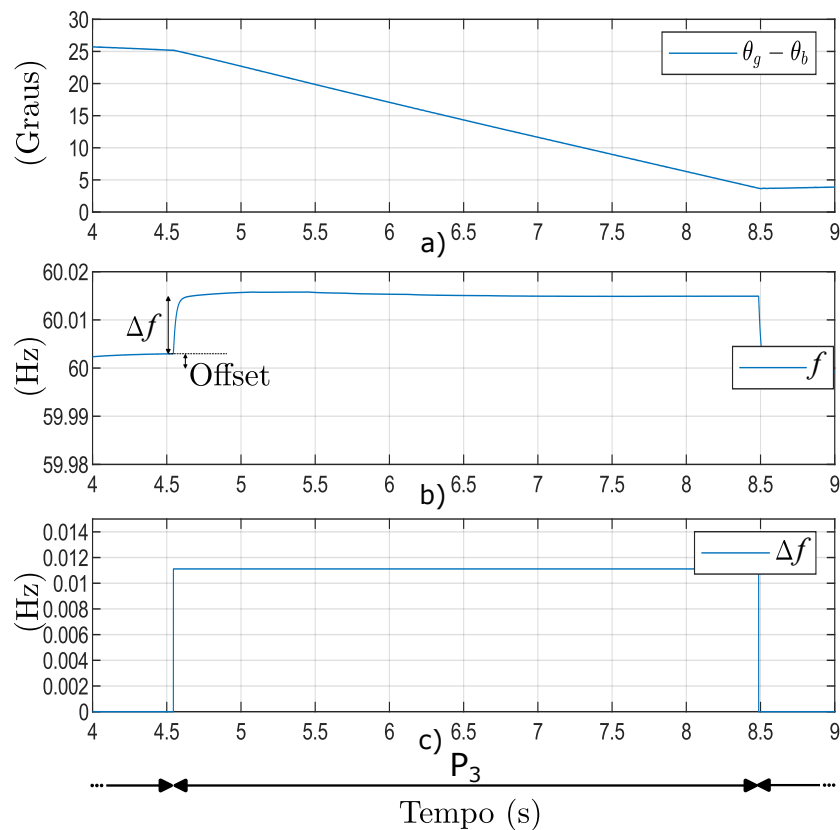
No topo da Figura 4.7a) é mostrado a diferença angular diminuindo com taxa constante, quando a sincronização de fase é ativada em P3, através do  $\Delta f$  calculado (0,011113 Hz), o qual pode ser visto pela Figura 4.7c) e pelo aumento da frequência do BESS Figura 4.7b).

A velocidade de sincronização de fase é encontrada a uma taxa de aproximadamente 5 graus por segundo, e há uma pequena diferença entre a velocidade real e a velocidade projetada, (4 graus/s), o qual se dá justamente pelo *offset* tolerado na sincronização de frequência, que não é exatamente 60 Hertz. Entretanto, a taxa de variação de fase é muito próxima do valor projetado.

A tolerância do ângulo entre o BESS e a rede é estabelecido em cinco graus para o final do processo de sincronização de fase, Equação (4.1), onde fora destes limites a sincronização de fase permanece ativada. Esta histerese está dentro do limite de interconexão de sistemas de potência (READ, 1995) e pode ser adequada quando considerando o atrasos variáveis na comunicação. Dessa forma, é demonstrado que quando a diferença dos ângulos entre as fases do BESS e da rede atinge os limites estabelecidos em (4.1) a sincronização de fase é concluída Figura 4.7a).

$$\begin{aligned} |\theta_g - \theta_b| > 5, \Delta\omega = on; \\ |\theta_g - \theta_b| \leq 5, \Delta\omega = off; \end{aligned} \tag{4.1}$$

Figura 4.7 – *Zoom-in* no processo de sincronização de fase. a) Diferença angular entre a rede e o BESS; b) Frequência da MG; c) Ação de controle de sincronização de fase.



Fonte: Autor

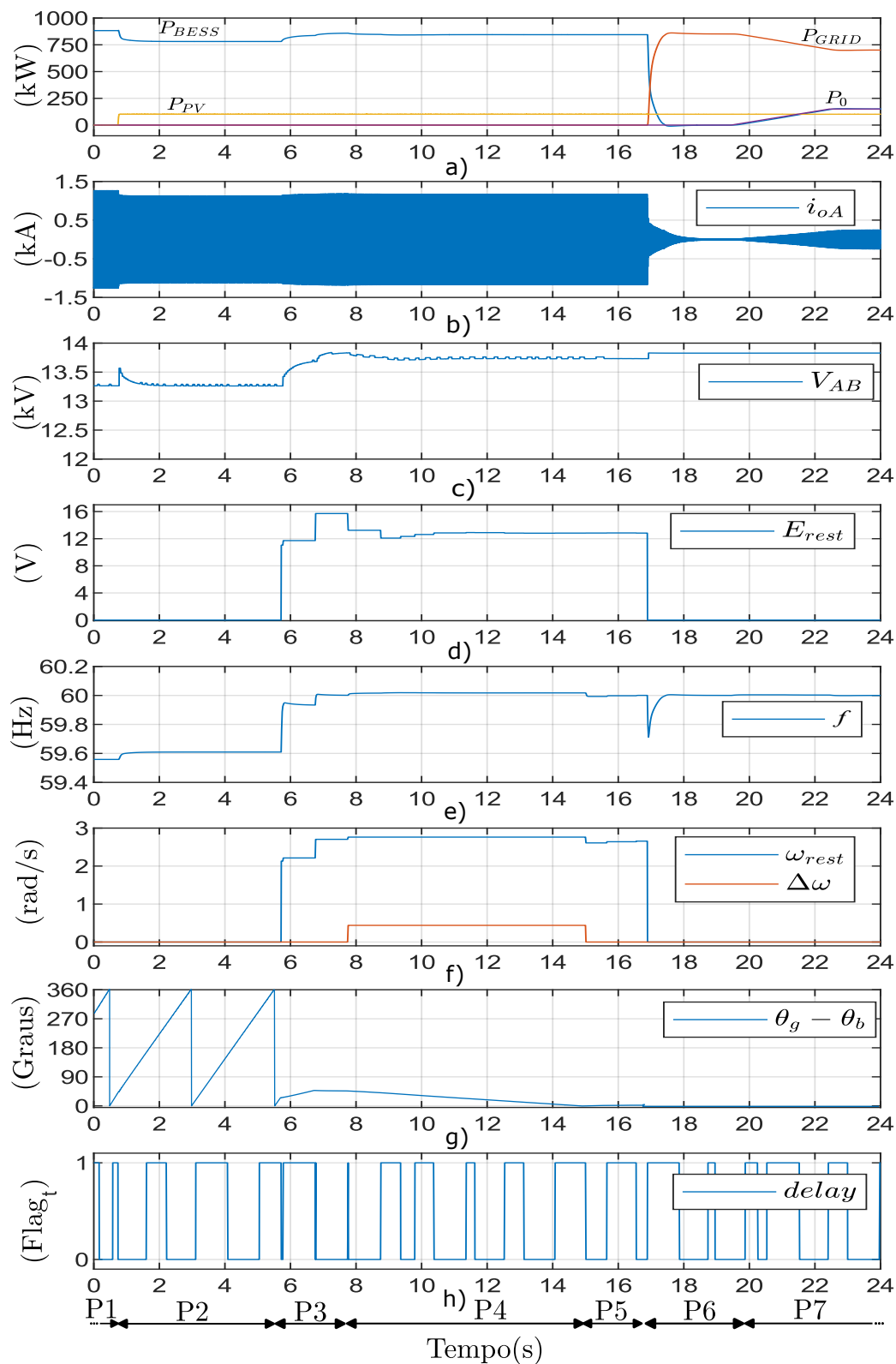
### 4.3 RECONEXÃO - T3 E MODO CONECTADO - SS1

A Figura 4.8 mostra o processo de transição com a rede principal, separado em sete períodos (P1-P7), compostos por oito figuras: a) Potência ativa; b) Corrente de saída do BESS referente a fase A; c) Tensão RMS do barramento; d) Ação de controle da tensão de restauração; e) Frequência; f) Ações de controle de frequência e de fase; g) Diferença angular entre a rede e o BESS h) *Delay* de comunicação.

Em P1 o BESS está fornecendo toda a energia para a MG, em P2 é ativado o PV de 100 kWp, a potência ativa do BESS Figura 4.8a) e a corrente de saída Figura 4.8b) diminuem enquanto a frequência Figura 4.8c) aumenta devido a malha do droop. Em P3 o controle secundário é acionado, com a restauração da tensão Figuras 4.8c) e d), e da restauração da frequência, Figuras 4.8e) e f). Após a frequência do BESS Figura e) atingir o valor nominal, a sincronização de fase é iniciada em P4, Figura 4.8f), neste período a diferença de fase Figura 4.8g) começa a diminuir com o aumento da frequência, conforme mencionado no Capítulo 4.

Em P5 a sincronização de fase é finalizada e o BESS fica aguardando o comando

Figura 4.8 – Reconexão. a) Potência ativa; b) Corrente de saída do BESS; c) Tensão RMS do barramento; d) Ação de controle da restauração de tensão; e) Frequência; f) Ações de controle de frequência e de fase; g) Diferença angular h)  $Delay$ .



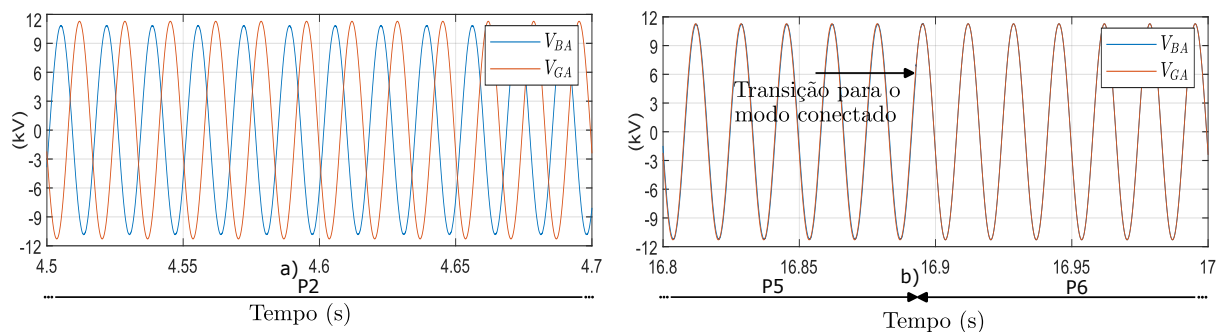
Fonte: Autor

para fazer a transição para o modo conectado. Neste momento, o processo de restauração da sincronização de tensão, frequência e fase está concluído. De P5 para P6 ocorre a transição, a rede principal assume toda a potência da MR e o BESS inicia o modo conectado com potência ativa próxima de zero, Figura 4.8a), o que também pode ser visto pela diminuição da corrente de saída Figura 4.8b).

No modo conectado, o controle secundário é responsável pelo gerenciamento dos *setpoints* de potência ativa e reativa, importando ou exportando potência na MR. Em P7, o *setpoint* de potência ativa,  $P_0$ , sobe na rampa até 150 kW, o que pode ser observado pela diminuição de  $P_{GRID}$  e pelo aumento de  $P_{BESS}$  na Figura 4.8a) bem como pelo aumento da corrente de saída, Figura 4.8b).

Ao final, a Figura 4.9 mostra a tensão da fase A do barramento,  $V_{BA}$ , e a tensão da fase A da rede,  $V_{GA}$ , em diferentes momentos referentes à Figura 4.8. Em relação as formas de onda, a Figura 4.9a) demonstra as tensões do barramento e da rede no período P2, enquanto que a Figura 4.9b) mostra a transição entre P5 e P6. Nesta transição fica nítida que a amplitude, frequência e fase foram restauradas, facilitando uma transição suave entre os modos ilhado e conectado.

Figura 4.9 – Comparação das tensões de fase antes e depois da transição. a) zoom-in P2. b) zoom-in in P5-P6.

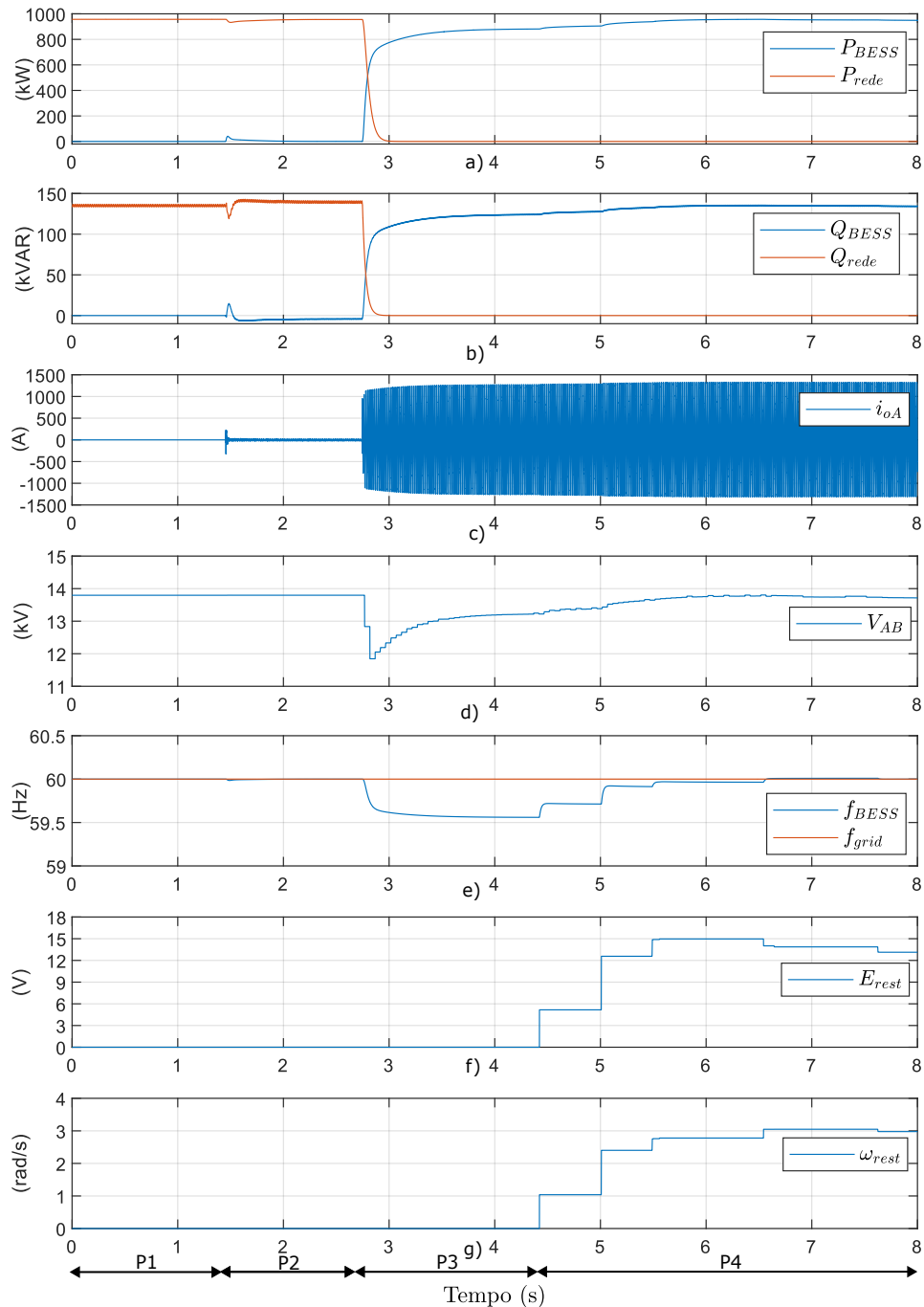


Fonte: Autor

#### 4.4 ILHAMENTO NÃO PLANEJADO - T1

O processo de ilhamento não planejado acontece quando alguma anomalia ocorre, como por exemplo um afundamento de tensão ou curto circuito na rede, forçando a transição de ilhamento não planejado - T1. A Figura 4.10 apresenta 4 Períodos (P1-P4) os quais demonstram o funcionamento desta etapa, elencados por: a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento; e) Frequência; f) Ação de controle de restauração de tensão; g) Ação de controle de restauração de frequência.

Figura 4.10 – Ilhamento não planejado - T1. a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento; e) Frequência; f) Ação de controle de restauração de tensão; g) Ação de controle de restauração de frequência



Fonte: Autor

No período P1 o BESS está desconectado da MR, com a rede suprindo toda as cargas e sem nenhuma fonte de GD conectada. Em P2 o BESS é conectado na MR, através do interruptor local  $Sw2$ , o que causa uma pequena oscilação nas potências ativa e reativa, bem como na corrente de saída, Figuras 4.10a), b) e c).



Em P3 é recebida a ordem desconexão como, por exemplo uma EDO, e a rede é desconectada instantaneamente, fazendo com que o BESS assuma toda a geração da MR, o que pode ser observado pelas transições nos gráficos das potências Figuras 4.10a) e b,) pelo aumento instantâneo da corrente de saída Figura 4.10c) e pelo afundamento na tensão do barramento CA Figura 4.10d). Neste momento também é possível perceber a atuação da malha do droop indutivo, Figura 4.10e), pela diminuição da frequência nominal.

Por fim, em P4, as malhas de restauração de tensão e frequência Figuras 4.10f) e g) são habilitadas para levar a MG para o ponto nominal de operação conforme observado pelas Figuras 4.10d) e e).

#### 4.5 ILHAMENTO PLANEJADO - T2

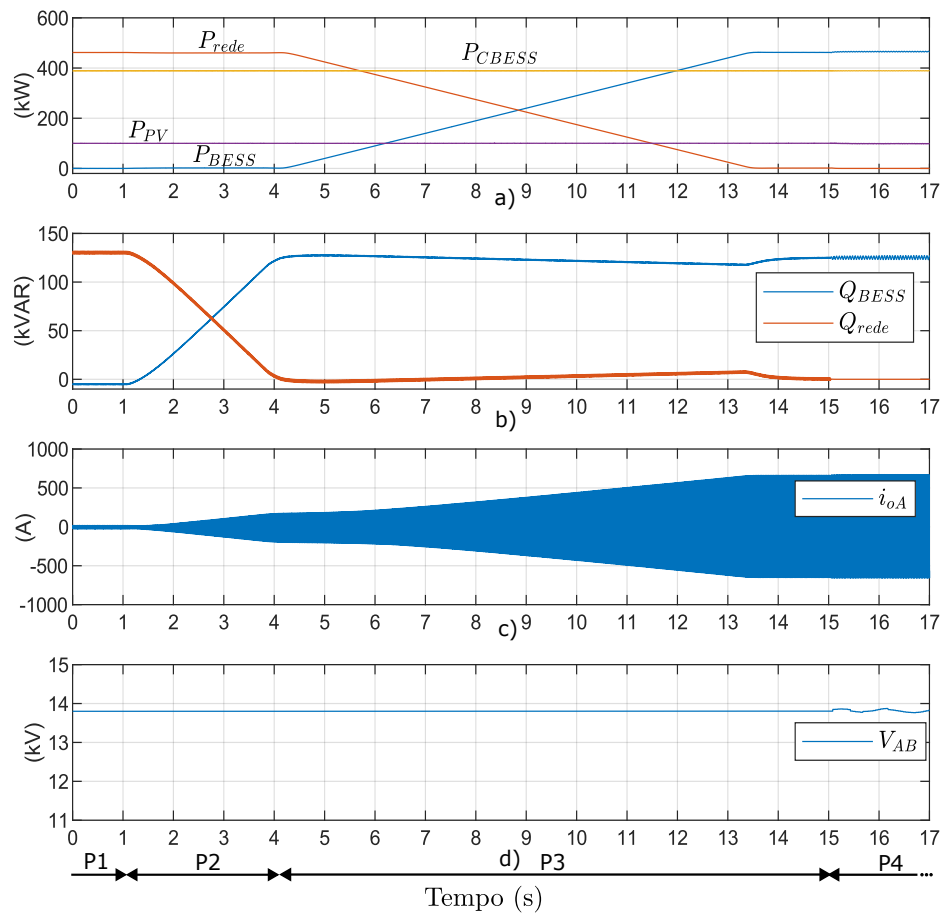
Nesta operação o BESS está conectado à rede e necessita realizar ilhamento planejado pelo MGCC, o objetivo é que a transição entre os modos conectado (SS1) e ilhado (SS2) ocorra da forma mais suave possível. Para isso, o fluxo de potência no POI deve ser praticamente nulo no momento da transição, o que é demonstrado em 4 períodos de operação (P1-P4) na Figura 4.11 composto por: a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento.

O período P1 caracteriza-se pelo BESS conectado à rede juntamente com o PV injetando 100 kW e o BESS comercial fornecendo 400 kW, neste momento o BESS está conectado à rede, mas a potência ativa e reativa do inversor são praticamente nulas. Neste período a rede está fornecendo a diferença de potência entre as fontes de geração distribuída e a carga da MR, conforme Figura 4.11a) e b).

Em P2 o BESS assume toda a potência reativa fornecida pela rede o que pode ser visto pelas transição entre as potências reativas Figura 4.11b) e pelo aumento da corrente de saída, Figura 4.11c). P3 caracteriza-se pelo BESS assumir toda potência ativa antes fornecida pela rede, o que pode ser visto pelas transições de potência ativa na Figura 4.11a) e pelo aumento da corrente de saída Figura 4.11c).

Na transição entre P3 e P4 é realizada a desconexão da MR, o qual pode ser visualizado por uma leve oscilação na tensão RMS do barramento figura 4.11d). Além disso, através das Figuras 4.11a),b),c),d) é possível ver que as fontes de GD bem como o BESS, praticamente não sofrem nenhum surto ou *spike* de tensão/corrente no momento da transição.

Figura 4.11 – Ilhamento não planejado - T2. a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento.



Fonte: Autor

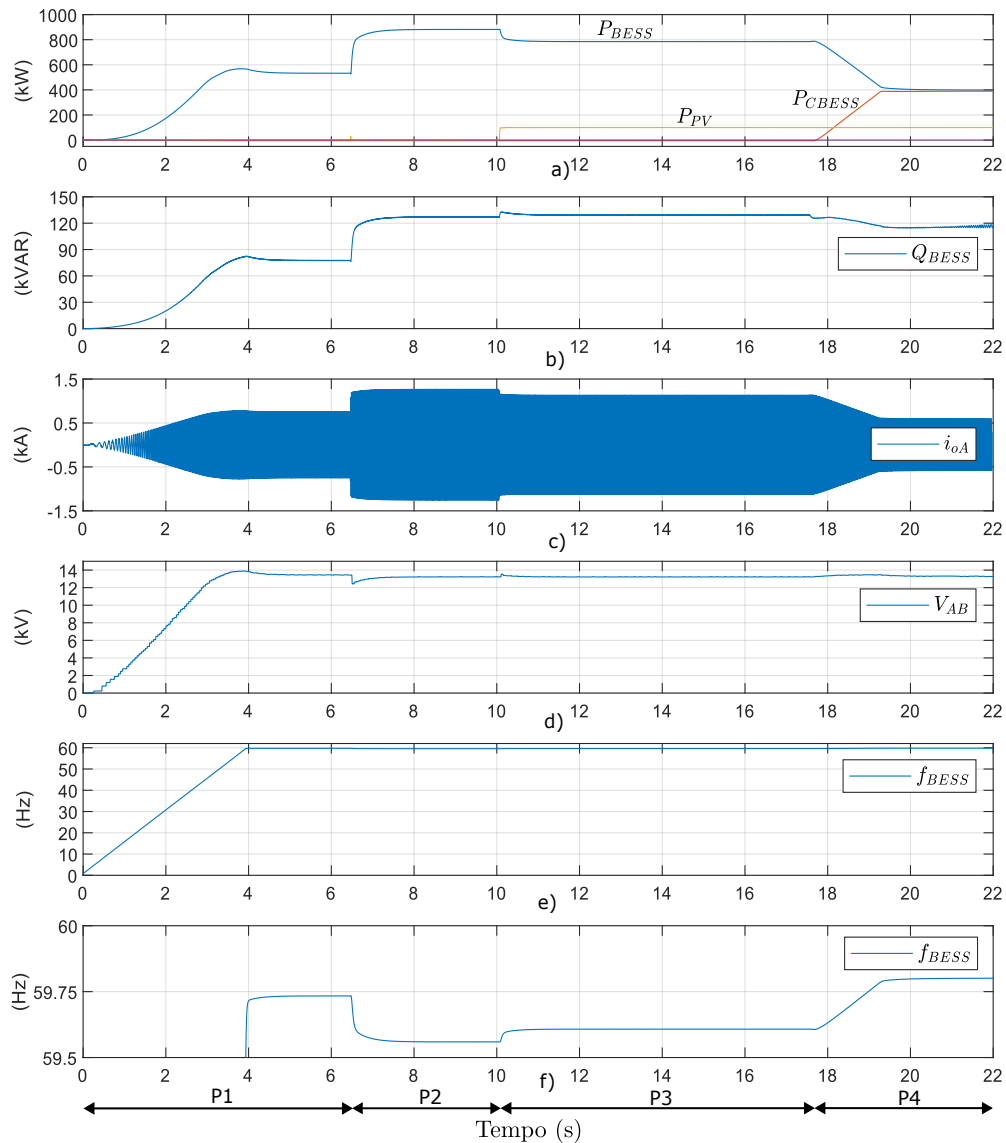
#### 4.6 BLACK START - T4

O processo de *Black Start* acontece após algum desastre natural ou alguma anomalia na rede. Uma dos objetivos é iniciar a subida de tensão e frequência em rampa, para assim evitar as correntes de *inrush* dos transformadores, bem como utilizar o *load shedding* para inicializar o processo apenas com as cargas prioritárias (SHAHPARASTI; MEMBER; LAAKSONEN, 2022; DU et al., 2022).

A Figura 4.12 apresenta 4 períodos (P1-P4) os quais demonstram a operação do *Black Start* caracterizado por: a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento; e) Frequência do BESS; f) *Zoom-in* na frequência.

O Período P1 caracteriza-se pela MR desconectada da rede principal em uma situação de *blackout*, onde as referências de frequência e tensão sobem em rampa, o que pode ser observado pelas Figuras 4.12 a),b),c), d) e e). Neste momento o *load shedding* está em operação e apenas com as cargas prioritárias são religadas.

Figura 4.12 – Processo de *Black start* a) Potência ativa; b) Potência reativa; c) Corrente do BESS referente a fase A; d) Tensão RMS do barramento; e) Frequência do BESS; f) *Zoom-in* na frequência.



Fonte: Autor

Em P2 é acionado as cargas despacháveis, o que pode ser percebido pelo aumento das potências ativa e reativa do BESS, Figuras 4.12a) e b) e pela diminuição da frequência Figura 4.12f) da MR. No período P3 inicia-se com o acionamento do PV de 100 kW, e em P4 é adicionado 400 kW de potência ativa através BESS operando em modo GFL, o que pode ser observado pela subida em rampa de  $P_{CBESS}$  e da descida em rampa de  $P_{BESS}$  e  $i_{oA}$ .

#### 4.6.1 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou os resultados de *hardware-in-the-loop* obtidos através do Typhoon 604 o qual foi utilizado para validar o desenvolvimento do trabalho. Primeiramente foi delimitada a MR, sendo considerada uma secção da UFSM.

Posteriormente foi demonstrada a validação da primeira proposta da tese, a verificação da nova função da impedância virtual frente a limitações de potência, onde verificou-se que a função proposta consegue atenuar os ruídos de alta frequência, provenientes das correntes de saída do BESS geradas a partir de algum tipo de limitação, tornando-se na transição uma forma mais suave, quando comparada com o método tradicional.

Na secção seguinte foi validada a proposta do método para a sincronia de fase, onde verificou-se a velocidade projetada na malha, de acordo com as equações propostas no desenvolvimento das malhas de controle. Dessa forma, pode-se projetar uma velocidade de sincronia entre fases, independente dos *delays* de comunicação, quando utilizando o método em conjunto com a malha primária do droop.

Ao final deste capítulo, foram testados os modos de operação para ilhamento não-planejado (T1), ilhamento planejado (T2) e *Blackstart* (T4), os quais corroboraram para a validação da MR e dos controladores primários e secundários projetados previamente.

## 5 CONCLUSÃO

Nesta tese de doutorado, discutiu-se acerca de inversores formadores de rede operando em uma MR, destacando sua estrutura de controle primário operando tanto em modo ilhado como em modo conectado. Além disso, foi demonstrada a operação do MGCC responsável pelas malhas de controle secundário.

No capítulo 1, abordou-se sobre os tipos de MR existentes, dos agentes envolvidos no processo, dos mercados relacionados as a sistemas de armazenamento de energia e das principais topologias de MR, bem como os diferentes protocolos que podem ser utilizados.

Ainda no capítulo 1, verificou-se as diversas possibilidades de operação, serviços ancilares e *value stacking*, quando o inversor pode ter diversas funções distintas, dependendo do modo de operação e da energia disponível no sistema de armazenamento. Por fim, destacou-se a diferença na operação dos inversores *Grid feeding*, *Grid forming* e *grid supporting* bem como os trabalhos relacionados com sistemas de armazenamento com foco nas impedâncias virtuais com malhas de limitação de potência e trabalhos relacionados com *delays* variáveis de comunicação.

O capítulo 2 dissertou sobre a norma (IEEE2030.7, 2017) a qual define as especificações para os controladores de MR, bem como modos de operação para cada situação, as quais são definidas em dois estados de regime permanente, conectado e ilhado, e 4 modos de transição.

No capítulo 3 foi abordado sobre o controle Hierárquico, o qual é composto pelas malhas de controle primário (corrente, tensão, limitação de potência, impedância virtual e droop), as quais são implementadas no BESS. Além disso, as malhas de controle secundário foram projetadas (restauração de tensão, frequência e sincronização), as quais são implementadas no MGCC.

No capítulo 4 foi delimitado o escopo da proposta, a utilização de uma MR interna dentro da UFSM, a qual foi definida como uma seção da rede a qual será adicionado o sistema de armazenamento, o MGCC e os elementos de comunicação e proteção juntamente com as cargas e GD já presentes na MR.

Neste capítulo, os resultados de simulação foram extraídos utilizando um *hardware in-the-loop*, com foco em limitadores de potência utilizando impedância virtual e na malha de sincronia de fase. Por fim, as transições T1, T2, T3 e T4 foram testadas, corroborando a operação do BESS e do MGCC em conjunto com a MR.

### 5.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

No decorrer do trabalho as seguintes contribuições foram encontradas:

- i) Implementação da impedância virtual com dois polos diminuindo os ruídos de

alta frequência, principalmente quando a MR enfrenta limitações de potência;

ii) Projeto da velocidade da malha de sincronização de fase, considerando *delays* variáveis em protocolos de comunicação;

iii) Modelo e simulação em HIL de uma seção de rede da UFSM, testada para os 6 modos definidos pela norma (IEEE2030.7, 2017) (2 de regime permanente e 4 para transitórios) onde a MG contém: GFM BESS, GFL BESS, PV, cargas despacháveis, cargas críticas e a rede. Além disso, dois controladores foram implementados em blocos separados de controle, um responsável pelo controle primário do GFM-BESS e outro para o MGCC, o que facilitará trabalhos futuros relacionados ao tema.

## 5.2 ARTIGOS PUBLICADOS

Os seguintes artigos foram publicados até o presente momento:

i) A. Pacheco Meurer, H. Pinheiro, F. Ecke Bisogno, J. R. Massing, M. L. S. Martins, "Microgrid black start capability and transition to grid-connected mode with Hardware-in-the-Loop Testing" in COBEP 2023.

ii) A. Pacheco Meurer, A. M. S. S. Andrade, M. Mezaroba, M. L. S. Martins and H. Leães Hey, "Module Integrated Buck Inverter: Analysis and Design," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 5, pp. 5013-5022, Sept.-Oct. 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2927315.

iii) Meurer, André Pacheco, Humberto Pinheiro, and Fábio Ecke Bisogno. "Inversor Flying Capacitor com indutores acoplados operando em modo Grid Following." Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE 2.1 (2022).

iv) Andrade, A. M. S. S., André P. Meurer, and ML da S. Martins. "Conversor Boost Isolado de Alto Ganho de Tensão com Retificador Multiplicador de Tensão Cockcroft-Walton." Eletrônica de Potência-SOBRAEP 24.2 (2019): 196-203.

v) Meurer, A. P., Pinheiro, H., Bisogno, F. E., Rech, C., e Nicolini, A. M. Inversor Trifásico com indutor acoplado e capacitores flutuantes utilizando modulação geométrica descontínua para Sistemas de Armazenamento de Energia. SEPOC (2019).

## 5.3 ARTIGOS SUBMETIDOS

Os seguintes artigos foram submetidos e encontra-se em revisão até a presente data:

i) A. P. Meurer, H. Pinheiro, F. E. Bisogno. "Virtual impedance with second order filter to avoid high-frequency noise on microgrid disturbances" in IEEE Transactions on Power Delivery.

ii) A. P. Meurer, H. Pinheiro, F. E. Bisogno, A. M. Nicolini. "Phase Synchronization on Secondary Control with Time-Varying Delays on Microgrids" in IEEE Transactions on Smart Grids.

#### 5.4 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Fica como sugestão de continuidade do trabalho:

- i) Colocar o inversor na MR do Typhoon HIL 604 da UFSM operando em conjunto com o gerador à diesel;
- ii) Avaliar o impacto da variação de fatores de amortecimento com diferentes frequências de corte na função da impedância virtual;
- iii) Verificar os limites máximos de estabilidade da malha de sincronismo de fase com resultados do HIL;
- iv) Avaliar o desempenho dos controladores conforme a norma IEEE2030.8 e IEC TS 62898;

## REFERÊNCIAS

- AHUMADA, C. et al. Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1430–1441, 2016. ISSN 19493053.
- ALI, I. et al. Communication Design for Energy Management Automation in Microgrid. **IEEE**, v. 9, n. 3, p. 2055–2064, 2018.
- ALI, I.; Suhail Hussain, S. M. Communication Design for Energy Management Automation in Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 2055–2064, 2018. ISSN 19493053.
- ALI, Z. et al. Design of an advanced PLL for accurate phase angle extraction under grid voltage sags and DC offset. **IET Power Electronics**, v. 11, n. 6, p. 995–1008, 2018. ISSN 17554543.
- ANTTILA, S.; DÖHLER, J. S.; OLIVEIRA, J. G. Grid Forming Inverters : A Review of the State of the Art of Key Elements for Microgrid Operation. p. 1–30, 2022.
- ASTRÖM, K.; HAGGLUND, T. **PID Controllers: Theory, Design, and Tuning**. 2. ed. [S.l.]: Instrument Society of America, 1995.
- AVELAR, H. J. et al. A state equation model of a single-phase grid-connected inverter using a droop control scheme with extra phase shift control action. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 59, n. 3, p. 1527–1537, 2012. ISSN 02780046.
- AWAN, F. et al. Commissioning tests of 100kWh battery energy storage system for a distribution test line. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, IEEE, v. 2014-Octob, n. October, p. 4–7, 2014. ISSN 19449933.
- BEVRANI, H. et al. University of Kurdistan Virtual synchronous generators : A survey and new perspectives Copyright policies : Electrical Power and Energy Systems Virtual synchronous generators : A survey and new perspectives. **INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER AND ENERGY SYSTEMS**, Elsevier Ltd, v. 54, p. 244–254, 2016. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.009>>.
- BIDRAM, A.; DAVOUDI, A. Hierarchical structure of microgrids control system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1963–1976, 2012. ISSN 19493053.
- BOHN, C.; ATHERTON, D. P. **An Analysis Package Comparing PID Anti-Windup Strategies**. [S.l.].
- BORUP, U.; NIELSEN, B. V.; BLAABJERG, F. Compensation of Cable Voltage Drops and Automatic Identification of Cable Parameters in 400 Hz Ground Power Units. v. 40, n. 5, p. 1281–1286, 2004.



- BOSSCHE, A. Understanding Microgrid Sustainability: A Systemic and Comprehensive Review. **Energies**, v. 208, n. 4233, p. 46–48, 2022. ISSN 00373931.
- BURAIMOH, E.; DAVIDSON, I. E.; MEMBER, S. Fault Ride-Through Analysis of Current- and Voltage-Source Models of Grid Supporting Tour des défaillances par analyse des modèles de source de courant et de tension d ' un réseau supportant un micro-réseau d ' onduleur. **IEEE**, v. 44, n. 2, p. 189–198, 2021.
- BYRNE, R. H.; NGUYEN, T. U. A. Energy Management and Optimization Methods for Grid Energy Storage Systems. **IEEE Access**, IEEE, v. 6, p. 13231–13260, 2018.
- CARNIELUTTI, F.; PINHEIRO, H.; RECH, C. Generalized Carrier-Based Modulation Strategy for Cascaded Multilevel Converters Operating Under Fault Conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 59, n. 2, p. 679–689, 2012.
- CHAN, C. C. The State of the Art of Electric and Hybrid Vehicles. v. 90, n. 2, 2002.
- CHEN, J.; CHEN, J. Stability Analysis and Parameters Optimization of Islanded Microgrid with Both Ideal and Dynamic Constant Power Loads. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 65, n. 4, p. 3263–3274, 2018. ISSN 02780046.
- CHUNG, S. K. A phase tracking system for three phase utility interface inverters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 15, n. 3, p. 431–438, 2000. ISSN 08858993.
- CIEZKI, J. G.; ASHTON, R. W. Selection and Stability Issues Associated with a Navy Shipboard DC Zonal Electric Distribution System. v. 15, n. 2, p. 665–669, 2000.
- CINTUGLU, M. H. et al. Development and Application of a Real-Time Testbed for Multiagent System Interoperability : A Case Study on Hierarchical Microgrid Control. **IEEE**, v. 9, n. 3, p. 1759–1768, 2018.
- CONDON, M.; REVESZ, R. L. Managing the Future of Energy Storage. n. April, 2018.
- COSTER, E. J. et al. Integration issues of distributed generation in distribution grids. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 99, n. 1, p. 28–39, 2011. ISSN 15582256.
- DENG, Y. et al. Enhanced Power Flow Control for Grid-Connected Droop-Controlled Inverters with Improved Stability. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 64, n. 7, p. 5919–5929, 2017. ISSN 02780046.
- DOKUS, M. et al. On the Coupling of Power-Related and Inner Inverter Control Loops of Grid-Forming Converter Systems. v. 9, p. 16173–16192, 2021.
- DU, S.; WU, B.; ZARGARI, N. R. Current Stress Reduction for Flying-Capacitor Modular Multilevel Converter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 34, n. 1, p. 184–191, 2019. ISSN 08858993.

- DU, W. et al. Modeling of Grid-Forming and Grid-Following Inverters for Dynamic Simulation of Large-Scale Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 36, n. 4, p. 2035–2045, aug 2021. ISSN 19374208.
- DU, Y. et al. Black-Start and Service Restoration in Resilient Distribution Systems With Dynamic Microgrids. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, IEEE, v. 10, n. 4, p. 3975–3986, 2022. ISSN 21686785.
- EISSA, M. M.; AWADALLA, M. H. Centralized protection scheme for smart grid integrated with multiple renewable resources using Internet of Energy. **Global Transitions**, Elsevier Ltd, v. 1, p. 50–60, 2019. ISSN 25897918. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.glt.2019.01.002>>.
- ELA, E.; MILLIGAN, M.; KIRBY, B. Operating Reserves and Variable Generation. **NREL**, n. August, p. 1–103, 2011.
- Electric Power Research Institute. Electricity Energy Storage Technology Options. **Report 1020676**, p. 170, 2010. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001020676>>.
- ENGLER, A. Applicability of droops in low voltage grids. n. 1, p. 1–5, 2005.
- ENVIRONMENTALECONOMICAL, T. H. E.; OF, B.; MICROGRID, T. H. E. IEEE may/june 2008. n. june, p. 54–65, 2008.
- ESPINA, E. et al. Distributed control strategies for microgrids: An overview. **IEEE Access**, v. 8, p. 193412–193448, 2020. ISSN 21693536.
- EYER, J.; COREY, G. Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide. **Lightning in a Bottle: Electrical Energy Storage**, n. February, p. 1–191, 2011.
- FAN, Y. et al. A Multi-Function Conversion Technique for Vehicle-to-Grid Applications. p. 7638–7653, 2015.
- FORCE, I.-p. T. et al. Trends in Microgrid Control. v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.
- FREYTES, J. et al. Grid-Forming Control with Current Limitation for MMC under Unbalanced Fault Ride-Through. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 36, n. 3, p. 1914–1916, jun 2021. ISSN 19374208.
- GOLESTAN, S. et al. Three-Phase PLLs : A Review of Recent Advances. IEEE, v. 32, n. 3, p. 1894–1907, 2017.
- GOMEZ-CUBA, F.; ASOREY-CACHEDA, R.; GONZALEZ-CASTANO, F. J. Smart grid last-mile communications model and its application to the study of leased broadband

wired-access. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 1, p. 5–12, 2013. ISSN 19493053.

GREENER; NEWCHARGE. Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento. p. 95, 2021.

GUERRERO, J. M. et al. Advanced control architectures for intelligent microgrids part i: Decentralized and hierarchical control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1254–1262, 2013. ISSN 02780046.

\_\_\_\_\_. Output impedance design of parallel-connected UPS inverters. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, v. 2, n. 4, p. 1123–1128, 2004.

\_\_\_\_\_. Control of Distributed Uninterruptible Power Supply Systems. v. 55, n. 8, p. 2845–2859, 2008.

\_\_\_\_\_. Control Strategy for Flexible Microgrid Based on Parallel Line-Interactive UPS Systems. v. 56, n. 3, p. 726–736, 2009.

\_\_\_\_\_. Control strategy for flexible microgrid based on parallel line-interactive UPS systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 3, p. 726–736, 2009. ISSN 02780046.

\_\_\_\_\_. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2011. ISSN 02780046.

GUTIERREZ-ROJAS, D. et al. Review of the State of the Art on Adaptive Protection for Microgrids Based on Communications. v. 17, n. 3, p. 1539–1552, 2021.

HAN, H. et al. Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 7, n. 1, p. 200–215, 2016. ISSN 19493053.

HAN, Y. et al. MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters. v. 33, n. 8, p. 6488–6508, 2018.

HANNAN, M. A. et al. A review of internet of energy based building energy management systems: Issues and recommendations. **IEEE Access**, IEEE, v. 6, p. 38997–39014, 2018. ISSN 21693536.

HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids : A review of technologies , key drivers , and outstanding issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 90, n. April, p. 402–411, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>>.

\_\_\_\_\_. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 90, n. April, p. 402–411, 2018. ISSN 18790690. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>>.

IEEE. **IEEE 2030.8 Standard for the Testing of Microgrid Controllers**. [S.l.: s.n.], 2018. 1–42 p. ISBN 9781504446082.

IEEE2030.7. **IEEE 2030.7-2017 Standard for the Specification of Microgrid Controllers**. [S.l.: s.n.], 2017. 1–42 p. ISBN 9781504446082.

ISA CTEEP. ISA CTEEP desenvolve primeiro projeto de armazenamento de energia em baterias em larga escala no sistema de transmissão brasileiro. São Paulo, 2021. Disponível em: <<https://www.isactEEP.com.br/pt/noticias/isa-ctEEP-desenvolve-primeiro-projeto-de-armazenamento-de-energia-em-baterias-em-larga-escala-no>>

KIM, H. T.; JIN, Y. G.; YOON, Y. T. An Economic Analysis of Load Leveling with Battery Energy Storage Systems ( BESS ) in an Electricity Market Environment : The Korean Case. 2019.

KOUNEV, V. et al. A Secure Communication Architecture for Distributed Microgrid Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 6, n. 5, p. 2484–2492, 2015. ISSN 19493053.

LAI, J. et al. Droop-Based Distributed Cooperative Control for Microgrids with Time-Varying Delays. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 7, n. 4, p. 1775–1789, jul 2016. ISSN 19493053.

LASSETER, R. H. MicroGrids. p. 305–308, 2002.

LASSETER, R. H. et al. Grid-Forming Inverters : A Critical Asset for the Power Grid. IEEE, v. 8, n. 2, p. 925–935, 2020.

LAWDER, M. T. et al. Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 102, n. 6, p. 1014–1030, 2014. ISSN 00189219.

LI, X. et al. Robust Distributed Secondary Control for AC Microgrids With Time-Varying Delay. **IEEE Transactions on Control Systems Technology**, IEEE, v. 31, n. 2, p. 937–944, 2023. ISSN 15580865.

LI, Y. W.; KAO, C.-n. An Accurate Power Control Strategy for Power-Electronics-Interfaced Distributed Generation Units Operating in a Low-Voltage Multibus Microgrid. v. 24, n. 12, p. 2977–2988, 2009.

LIN, Y. et al. Research Roadmap on Grid-Forming Inverters. **NREL '21**, p. 60, 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf>>.

LING, Y. et al. A Dispatchable Droop Control Method for Distributed Generators in Islanded AC Microgrids. IEEE, v. 68, n. 9, p. 8356–8366, 2021.

LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, Elsevier Ltd,

- v. 137, p. 511–536, 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>>.
- MALEKPOUR, A. R.; PAHWA, A. Management With Correlated Wind Generators. v. 32, n. 5, p. 3681–3693, 2017.
- MANDRILE, F. et al. Grid-Feeding Inverter With Simplified Virtual Synchronous Compensator Providing Grid Services and Grid Support. v. 57, n. 1, p. 559–569, 2021.
- MARTÍ, P. et al. Performance Evaluation of Secondary Control Policies With Respect to Digital Communications Properties in Inverter-Based Islanded Microgrids. *IEEE*, v. 9, n. 3, p. 2192–2202, 2018.
- MARZAL, S. et al. Current challenges and future trends in the field of communication architectures for microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 82, n. November 2017, p. 3610–3622, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.101>>.
- MATTHIAS, H.; HELMUT, S. Control of a three phase inverter feeding an unbalanced load and operating in parallel with other power sources. **Proc. EPE-PEMC Conf**, p. 1–10, 2002. Disponível em: <<http://www.upsci.com/pdf/2005/2002-Three-Phase-Inverter-Unbalanced-Load.pdf>>.
- MEHR, T. H. et al. Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Load Leveling and Peak Shaving. *Proc. Australasian Committee for Power Engineering (ACPE)*, n. October, 2013.
- MENG, L. et al. Flexible System Integration and Advanced Hierarchical Control Architectures in the Microgrid Research Laboratory of Aalborg University. v. 52, n. 2, p. 1736–1749, 2016.
- \_\_\_\_\_. Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University. **Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC**, IEEE, v. 2015-May, n. May, p. 2585–2592, 2015.
- \_\_\_\_\_. Tertiary control of voltage unbalance compensation for optimal power quality in islanded microgrids. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 29, n. 4, p. 802–815, 2014. ISSN 08858969.
- MIRAFZAL, B.; ADIB, A. On Grid-Interactive Smart Inverters: Features and Advancements. **IEEE Access**, v. 8, p. 160526–160536, 2020. ISSN 21693536.
- MONMASSON, E.; COMECH, M. P.; GRANADINO, N. Toward a New Energy Paradigm. *Proc. IEEE Energy Conversion Conference and Exposition (ECCE)*, n. March, p. 52–64, 2010.
- MOREIRA, C. L. et al. Using Low Voltage MicroGrids for Service Restoration. v. 22, n. 1, p. 395–403, 2007.

- NICOLINI, A. et al. PLL parameters tuning guidelines to increase stability margins in multiple three-phase converters connected to weak grids. **IET Renewable Power Generation**, v. 14, n. 12, p. 2232–2244, 2020. ISSN 17521424.
- NREL2018. Grid-Scale Battery Storage. n. 2013, p. 1–8, 2018.
- OGATA, K. **Modern Control Engineering [Paperback]**. 5<sup>a</sup>. ed. [S.l.]: Pearson, 2009. 922 p. ISBN 9780136156734.
- OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. ISSN 19493053.
- RANA, M. Architecture of the internet of energy network: An application to smart grid communications. **IEEE Access**, IEEE, v. 5, p. 4704–4710, 2017. ISSN 21693536.
- READ, W. S. IEEE Standards. **IEEE Power Engineering Review**, v. 15, n. 1, p. 6–7, 1995. ISSN 02721724.
- REBOURS, Y. G. et al. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services Part II Economic Features. v. 22, n. 1, p. 358–366, 2007.
- ROCABERT, J. et al. Control of Power Converters in AC Microgrids. v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012.
- RODRIGUEZ-ANDINA, J. J.; VALDES-PENA, M. D.; MOURE, M. J. Advanced Features and Industrial Applications of FPGAS-A Review. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 11, n. 4, p. 853–864, 2015. ISSN 15513203.
- RYAN, M. J.; LORENZ, R. D.; De Doncker, R. W. Modeling of multileg sine-wave inverters: A geometric approach. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 46, n. 6, p. 1183–1191, 1999. ISSN 02780046.
- SAEED, M. H. et al. A Review on Microgrids ' Challenges and Perspectives. **IEEE Access**, IEEE, v. 9, p. 166502–166517, 2021.
- SAHOO, A. K. et al. Communication-less primary and secondary control in inverter-interfaced AC microgrid: An overview. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, IEEE, v. 9, n. 5, p. 5164–5182, 2021. ISSN 21686785.
- SERBAN, I.; CÉSPEDES, S.; MEMBER, S. Communication Requirements in Microgrids : A Practical Survey. v. 8, 2020.
- SHAFIIEE, Q. et al. Robust networked control scheme for distributed secondary control of islanded microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 10, p. 5363–5374, 2014. ISSN 02780046.
- SHAHPARASTI, M.; MEMBER, S.; LAAKSONEN, H. Inrush Current Management During Medium Voltage Microgrid Black Start With Battery Energy Storage System. p. 42287–42296, 2022.

- SHAN, Y. et al. A Unified Model Predictive Voltage and Current Control for Microgrids with Distributed Fuzzy Cooperative Secondary Control. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, IEEE, v. 17, n. 12, p. 8024–8034, 2021. ISSN 19410050.
- STADLER, M. et al. Value streams in microgrids: A literature review. **Applied Energy**, v. 162, p. 980–989, 2016. ISSN 03062619.
- STANDARDS, I. et al. **IEEE Standard Test Procedures for Electric Energy Storage Equipment and Systems for Electric Power Systems Applications**. [S.l.: s.n.], 2016. 1–72 p. ISSN 00191035. ISBN 9781504421140.
- SU, G. J. Hz SYSTEM. n. 1, 1989.
- TAO, Y. et al. Analysis and mitigation of inverter output impedance impacts for distributed energy resource interface. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 30, n. 7, p. 3563–3576, 2015. ISSN 08858993.
- TRIPATHY, S. et al. Establishing the Stacked Value of Battery Energy Storage in Electric Power Systems. IEEE, 2018.
- Typhon HIL. Typhoon HIL604. 2023. Disponível em: <<https://www.typhoon-hil.com/doc/products/Typhoon-HIL604-brochure.pdf>>.
- UPSS, P.-o. et al. A Proportional-Resonant Controller-Based Wireless Control Strategy With a Reduced Number of Sensors. v. 25, n. 1, p. 468–478, 2010.
- VANTHOURNOUT, K. et al. Agora: Distributed tertiary control of distributed resources. **15th Power Systems Computation Conference, PSCC 2005**, 2005.
- VASQUEZ, J. C. et al. Modeling, analysis, and design of stationary-reference-frame droop-controlled parallel three-phase voltage source inverters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1271–1280, 2013. ISSN 02780046.
- VUKOJEVIC, A. Lessons learned from microgrid implementation at electric utility. **2018 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2018**, v. 3, p. 1–5, 2018.
- WANG, N. et al. An energy system model for mixed bilateral and pool markets. 2022.
- WANG, X.; BLAABJERG, F.; WU, W. Modeling and analysis of harmonic stability in an AC power-electronics- based power system. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 29, n. 12, p. 6421–6432, 2014. ISSN 08858993.
- WANG, X. et al. A Review of Power Electronics Based Microgrids A Review of Power Electronics Based Microgrids Wang , Xiongfei ; Guerrero , Josep M .; Blaabjerg , Frede ; Chen , Zhe. n. January, 2012.

- WEI, B. et al. DAVIC: A New Distributed Adaptive Virtual Impedance Control for Parallel-Connected Voltage Source Inverters in Modular UPS System. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 34, n. 6, p. 5953–5968, 2019. ISSN 08858993.
- YOO, H.-j.; KIM, H.-m. Consensus-Based Hybrid Multiagent Cooperative Control Strategy of Microgrids Considering Load Uncertainty. **IEEE Access**, IEEE, v. 10, n. June, p. 88798–88811, 2022.
- YUEN, C.; OUDALOV, A.; TIMBUS, A. The Provision of Frequency Control Reserves From Multiple Microgrids. *IEEE*, v. 58, n. 1, p. 173–183, 2011.
- ZAREI, S. F. et al. Reinforcing Fault Ride through Capability of Grid Forming Voltage Source Converters Using an Enhanced Voltage Control Scheme. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 34, n. 5, p. 1827–1842, oct 2019. ISSN 19374208.
- ZHANG, H. et al. Distributed Adaptive Virtual Impedance Control for Accurate Reactive Power Sharing Based on Consensus Control in Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 8, n. 4, p. 1749–1761, 2017. ISSN 19493053.
- ZHAO, Z. et al. Multiple-time-scales hierarchical frequency stability control strategy of medium-voltage isolated microgrid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 31, n. 8, p. 5974–5991, 2016. ISSN 08858993.
- ZHONG, Q. C. Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1281–1290, 2013. ISSN 02780046.
- ZOU, H.; MEMBER, S.; MAO, S. A Survey of Energy Management in Interconnected Multi-Microgrids. **IEEE Access**, IEEE, v. 7, p. 72158–72169, 2019.



## APÊNDICES

---

## Apêndice A – Plataforma *Hardware-in-the-loop*

Neste apêndice é apresentado algumas figuras referentes ao desenvolvimento da tese utilizando a bancada de Microrredes da UFSM-GEPOC.

As tabelas A.1 e A.2 apresentam os ganhos dos controlares referentes ao MGCC e ao GFM-BESS, respectivamente.

A figura A.1 demonstra o esquemático da simulação utilizada em Hardware-in-the-loop para realizar os resultados obtidos ao longo do trabalho.

A figura A.2 apresenta o *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) utilizado para comandar o BESS da EPC, onde principalmente se utilizada os comandos de referência de potência ativa e reativa na parte inferior do programa.

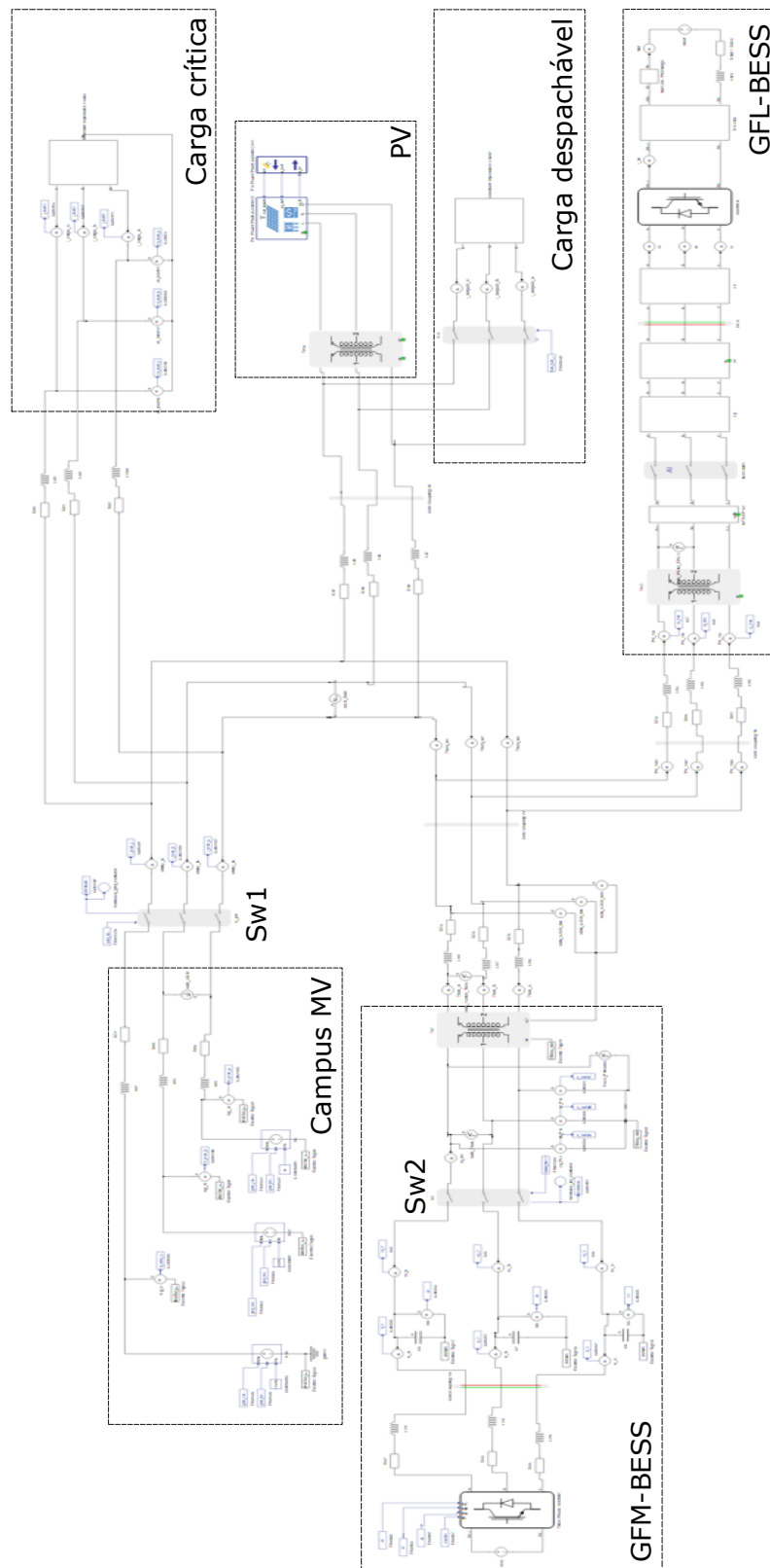
Tabela A.1 – MGCC parameters

Parameter	Symbol	Value
Frequência de amostragem	$f_a$	10 kHz
Ganho Proporcional do PLL	$k_{pPLL}$	0.2
Ganho Integral do PLL	$k_{iPLL}$	0.25
Ganho Proporcional de tensão	$k_{pe}$	0.015
Ganho Integral de tensão	$k_{ie}$	1.363950
Ganho proporcional de frequência	$k_{p\omega}$	0.014058
Ganho integral de frequência	$k_{i\omega}$	1.267328
Maximum frequency tracking	$\Delta\omega_{\max}$	0.011113 Hz
Minimum frequency tracking	$\Delta\omega_{\min}$	-0.011113 Hz
Delay de comunicação	$\tau_d$	10 - 1000 ms

Tabela A.2 – BESS parametros

Parâmetro	Símbolo	Valor
Frequência de chaveamento	$f_s$	10 kHz
Frequência de amostragem	$f_a$	10 kHz
Tensão do barramento CC	$V_{cc}$	1000 V
Frequência nominal	$f_n$	60 Hz
Filtro indutivo	$L_f$	400 $\mu$ H
Filtro capacitivo	$C_f$	250 $\mu$ F
Resistência série do indutor	$R_L$	0,05 $\Omega$
Impedância virtual	$L_v$	500 $\mu$ H
Polo da impedância virtual	$\omega_p$	$2\pi 500$ rad
Coefficiente droop freq.	m	$5,0 \cdot 10^{-7}$ rad/s/W
Coefficiente droop tensão	n	$3,0 \cdot 10^{-5}$ V/var
Prop. volt. droop	$k_p$	0.1
Int. volt. droop	$k_i$	1.5
Freq. corte droop	$\omega_c$	$2\pi 5$ rad
Freq. corte corrente $i_o$	$\omega_{cio}$	$2\pi 1200$ rad
Ganho do controlador de corrente	$k_p$	0,0015
Coef. de banda dos polos	$\omega_c$	0,377
Coef. de ajuste dos zeros	$k_r$	0,7
Ganho do controlador de tensão	$k_{pv}$	0,002
Ganho do <i>tracking anti-windup</i>	$k_t$	1
Valor inicial da função de Ss	$v_i$	1
Valor final da função de Ss	$v_f$	1
Constante de tempo de Ss	$\tau$	0.1 s

Figura A.1 – Microrrede simulada no Typhon HIL-602



Fonte: Autor

Figura A.2 – Sistema supervisorio utilizado para gerenciamento de potência do GFL-BESS

