



Universidade Federal do Maranhão - UFMA
Centro de Ciências Exatas e Tecnologia - CCET
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE



Tese de Doutorado

Estratégias de Gerenciamento de Energia e de Proteção para Microrredes de Missão Crítica: Um Estudo de Caso

Autor: César Augusto Santana Castelo Branco

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Coorientador: Prof. Dr. José Gomes de Matos

São Luís – MA

2023

UFMA-PPGEE, Cidade Universitária Dom Delgado

Avenida dos Portugueses N° 1966, Vila Bacanga, São Luís – MA, Brasil, CEP 65080-805

Fone: +55(98)3272-8243; E-mail: ppge.eletrica@ufma.br --- Página: www.ppgEE.ufma.br

César Augusto Santana Castelo Branco

Estratégias de Gerenciamento de Energia e de Proteção de Microrredes de Missão Crítica: Um Estudo de Caso

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como parte dos requisitos à obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Coorientador: Prof. Dr. José Gomes de Matos

São Luís – MA

2023

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Santana Castelo Branco, César Augusto.

Estratégias de Gerenciamento de Energia e de Proteção
para Microrredes de Missão Crítica: Um Estudo de Caso /
César Augusto Santana Castelo Branco. - 2023.
181 f.

Orientador(a): Luiz Antonio de Souza Ribeiro José Gomes
de Matos.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís - MA, 2023.

1. Infraestrutura crítica. 2. Microrredes críticas.
3. Proteção de microrredes. 4. Resiliência energética.
5. Sistema de gerenciamento de energia. I. José Gomes de
Matos, Luiz Antonio de Souza Ribeiro. II. Título.

Ao Deus vivo, Rei dos reis e Senhor dos senhores.

A Maria da Paixão Castelo Branco e a Raimundo Santana Castelo Branco.

A Julianna Santos Farias Castelo Branco, amor da minha vida e eterna companheira.

Agradecimentos

A Deus acima de tudo, por ter sido tão misericordioso comigo e com meus entes queridos durante toda minha vida.

A minha esposa Julianna, por ter se sacrificado de tantas formas para me auxiliar, por ter sido paciente, por ter me incentivado nos momentos mais difíceis, e por nunca ter perdido a fé em mim. Sem o seu amoroso apoio e companheirismo, nada disso teria sido possível.

Aos meus pais, por terem me educado para a vida e me guiado até aqui, e especialmente à minha mãe, Maria da Paixão, por ter sido tão compreensiva e ter suportado tanta coisa neste período tão extenso de ausência física e de falta de cuidados junto a ela. Peço perdão por isso à senhora, mãe. E, Pai, parece que o senhor conseguiu fazer do seu filho caçula um doutor.

Ao meu orientador, o Professor Doutor Luiz Antonio de Souza Ribeiro, uma das minhas principais referências e inspirações profissionais, um engenheiro na acepção primordial da palavra no qual procuro me espelhar e aprender. Agradeço, professor, por sua paciência, insistência para comigo, ensino de qualidade desde a primeira aula ministrada, orientações deveras valiosas durante esta jornada, conselhos importantíssimos que vão além da simples atuação profissional. Sem contar todo o apoio e compreensão no período mais difícil e doloroso da minha vida. Agradeço-lhe por todos os ensinamentos proporcionados ao longo do trabalho.

Ao meu coorientador, Professor Doutor José Gomes de Matos, um engenheiro fenomenal e outro espelho que procuro sempre me inspirar e apreender ao máximo de seu tão vasto conhecimento na área. Devo-lhe um especial agradecimento, professor, por ter sido tão paciente com as minhas limitações, por ter me auxiliado nos momentos mais espinhosos, por ter dedicado parte do seu tempo para que eu pudesse evoluir no meu trabalho a partir das suas colaborações e orientações tão sagazes. Também lhe agradeço por todos os ensinamentos proporcionados ao longo do trabalho.

Ao Professor Doutor Osvaldo Ronald Saavedra, por ter sido um incentivador tão importante no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas de laboratório do Instituto de Energia Elétrica, Dr. Hércules Araújo Oliveira e Me. Amiron Wolff dos Santos Serra, sempre solícitos, sempre dispostos a ajudar com colaborações e discussões técnicas e científicas que, com certeza, contribuíram para o melhor desenvolvimento possível da minha tarefa.

Aos meus superiores do Campus Alcântara do Instituto Federal do Maranhão, em especial ao meu chefe imediato e amigo, Rafael Gomes, por toda compreensão e apoio dispensados para que eu pudesse realizar o Curso de Doutorado.

Finalmente, à Universidade Federal do Maranhão e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pela oportunidade de realização do Curso de Doutorado e pela estrutura disponibilizada para tal.

César Augusto Santana Castelo Branco

Estratégias de Gerenciamento de Energia e de Proteção para Microrredes de Missão Crítica: Um Estudo de Caso

Tese submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão na Área de Concentração Automação e Controle, em 04/10/2023, como requisito parcial à obtenção do grau de Doutor em Ciências no domínio da Engenharia de Elétrica.

Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro – UFMA
Orientador

Prof. Dr. José Gomes de Matos – UFMA
Coorientador

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra – UFMA
Examinador Interno

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira – UFMA
Examinador Interno

Prof. Dr. Luís Guilherme Barbosa Rolim – COPPE/UFRJ
Examinador Externo

Prof. Dr. Alexandre Cunha Oliveira – UFCG
Examinador Externo

Resumo

A pesquisa apresentada neste documento aborda o gerenciamento de energia e a proteção das microrredes de missão crítica (MMCs), com enfoque para o estudo de caso de uma microrrede piloto dessa modalidade implantada recentemente no Centro de Lançamento de Alcântara (CLA). MMCs atendem principalmente aplicações de infraestrutura crítica (IC). Entende-se como IC todo ativo, instalação, rede (física ou virtual) ou sistema considerado imprescindível para um país e sua economia. As MMCs se diferenciam das demais microrredes pelo fato de possuírem como principais demandas a confiabilidade, a resiliência e a segurança energética, comumente exigidas pelas aplicações de IC. Embora existam diversos trabalhos publicados sobre gerenciamento de energia e proteção de microrredes, verifica-se que ainda não há na literatura uma diversidade de soluções voltadas para as MMCs, com foco direcionado para as demandas específicas destas microrredes. A MMC do CLA, denominada de CLA- μ Grid, é composta por uma fonte de geração renovável solar fotovoltaica, um sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS – *battery energy storage system*) e um sistema de geração despachável a diesel. A CLA- μ Grid possui objetivos operacionais distintos entre si e que estão relacionados aos possíveis cenários previstos para essa microrrede. Durante as campanhas de lançamento de foguetes, a operação desconectada da rede (*off-grid*) é mandatória e os objetivos principais são a resiliência e a segurança energética, incluindo o gerenciamento de contingências N-1, *i.e.*, perda de um dos recursos de geração ou armazenamento locais. Já durante os períodos em que não está ocorrendo uma campanha de lançamento (operação regular do CLA), a operação deve ser preferencialmente conectada à rede (*on-grid*) e os principais objetivos são a redução da conta de energia da concessionária local e das emissões de gases poluentes. O *black start* (*i.e.*, reenergização da microrrede em modo *off-grid* após a ocorrência de um *blackout*) está incluído nos cenários previstos para a CLA- μ Grid. A execução desse cenário ainda representa um desafio prático de complexidade considerável para microrredes em geral. Neste contexto, a pesquisa apresentada neste documento objetiva propor estratégias de atuação do sistema de gerenciamento de energia (EMS – *energy management system*) e também apresentar uma filosofia para a proteção de MMCs. Isto, considerando as especificidades destas microrredes e tomando a CLA- μ Grid como um exemplo prático de implementação deste EMS e deste esquema de proteção. As principais contribuições pretendidas são a elaboração de uma estratégia de atuação do EMS e o detalhamento de um esquema de proteção para MMCs, considerando diversas possibilidades de cenários em regime permanente e de transições entre modos de operação em regime. Além disso, também é proposta uma metodologia de *black start* de microrredes com rede elétrica interna em média tensão (MT) e com o objetivo de minimizar os efeitos das correntes de magnetização de transformadores (correntes de *inrush*) sobre as proteções da microrrede. Esta metodologia de *black start* e as demais estratégias supracitadas foram elaboradas considerando demandas específicas de MMCs, e também as específicas do estudo de caso considerado da CLA- μ Grid. Resultados de simulações e de testes de comissionamento em campo da CLA- μ Grid foram usados para avaliar o desempenho da estratégia proposta de atuação de EMS, a qual inclui a metodologia de execução do *black start*. Os resultados obtidos evidenciam o potencial da estratégia elaborada de contribuir com os objetivos das MMCs, e também no atendimento às demandas específicas do caso prático da CLA- μ Grid.

Palavras-chave: microrredes críticas, infraestrutura crítica, resiliência energética, sistema de gerenciamento de energia, proteção de microrredes.

Abstract

The research work presented in this document addresses the energy management and the protection of mission critical microgrids, with focus to a case study of a pilot microgrid of this modality recently implemented at the Alcântara Launch Center. Mission critical microgrids mainly serve critical infrastructure applications. Critical infrastructure is every asset, installation, network (physical or virtual) or system considered essential for a country and its economy. Mission critical microgrids differ themselves from other microgrids due to the fact that their main demands are electrical reliability, resilience and security, commonly required by critical infrastructure applications. Although there are several papers published on energy management and protection of microgrids, it is verified in the specialized literature that there are few solutions dedicated to mission critical microgrids. The Alcântara Launch Center mission critical microgrid, named henceforth CLA- μ Grid, is composed by a solar photovoltaic renewable generation source, a battery energy storage system and a dispatchable diesel generation system. CLA- μ Grid has operational objectives that are distinct from each other and are related to the possible scenarios predicted for this microgrid. During rocket launch campaigns, off-grid operation is mandatory and the main goals are electrical resilience and security, including management of N-1 generation contingencies, *i.e.*, loss of one of the local generation or storage resources. On the other hand, during periods when a launch campaign is not taking place (Alcântara Launch Center regular operation), the on-grid operation mode is preferable and the main objectives are reduction of local utility's energy bill and minimal polluting gas emissions. Black start (*i.e.*, microgrid restoration in off-grid mode after a blackout) is one of the predicted scenarios for CLA- μ Grid. Executing this scenario still represents a practical challenge of considerable complexity for microgrids in general. In this context, the research presented in this document aims to propose action strategies for the energy management system (EMS) and also present a philosophy for the protection of mission critical microgrids. This, considering the specificities of these microgrids and taking the CLA- μ Grid as a practical example of implementing this EMS and this protection scheme. The main intended contributions are the elaboration of an EMS action strategy and the detailing of a protection scheme for mission critical microgrids, considering several possibilities of scenarios in steady state and transitions between modes. In addition, a black start methodology for microgrids with an internal medium voltage power grid is also proposed, with the aim of minimizing the effects of transformer magnetization currents (inrush currents) on microgrid protections. This This black start methodology and the other strategies mentioned above were developed considering specific demands of mission critical microgrids, and also the ones of the CLA- μ Grid case study. CLA- μ Grid simulation results and field commissioning experimental tests were used to evaluate the performance of the proposed EMS action strategy, which includes the black start execution methodology. The obtained results evidence the potential of the proposed strategy in contributing for mission critical microgrids goals, and also and also in meeting the specific demands of the CLA- μ Grid practical case study.

Keywords: mission critical microgrids, critical infrastructure, electrical resilience, energy management system, microgrids protection.

Sumário

Capítulo 1: Introdução	1
1.1. Contextualização	1
1.1.1. Conceitos Gerais de Microrredes	1
1.1.2. Infraestrutura Crítica	3
1.2. Justificativa, Motivações e Relevância da Pesquisa	5
1.3. Objetivos	6
1.4. Contribuições Científicas	7
1.5. Metodologia de Desenvolvimento da Pesquisa	8
1.6. Estrutura do Documento	8
Capítulo 2: Fundamentação Teórica e Revisão da Literatura	10
2.1. Microrredes de Missão Crítica	10
2.2. Sistema de Gerenciamento de Energia de uma Microrrede	15
2.2.1. Papel dos Sistemas de Armazenamento	19
2.2.2. EMS na Hierarquia de Controle	20
2.2.3. Revisão da Literatura sobre EMS	22
2.2.4. Black Start	30
2.3. Proteção de Microrredes	34
Capítulo 3: Microrrede de Missão Crítica do Centro de Lançamento de Alcântara	42
3.1. O Centro de Lançamento de Alcântara	42
3.1.1. Cenários típicos de operação do CLA	42
3.2. A microrrede CLA- μ Grid	44
3.2.1. Funcionalidades requeridas para a CLA- μ Grid	50
3.2.2. Modos de Operação e Transições da CLA- μ Grid	51
3.2.3. Perfil de Consumo das Cargas e da Rede da CLA- μ Grid	58
3.2.4. Estimativa de Ganhos Econômicos e Ambientais	62
Capítulo 4: Estratégia de Gerenciamento de Energia para Microrredes de Missão Crítica	63
4.1. Cenários e Funcionalidades e Ações do RBEMS Proposto	65
4.1.1. Cenário S1: Regime on-grid	66
4.1.2. Cenário S2: Regime off-grid	68

4.1.3.	<i>Cenário T1: Transição de on-grid para off-grid</i>	71
4.1.4.	<i>Cenário T2: Transição de off-grid para on-grid</i>	74
4.1.5.	<i>Cenário T3: Black Start</i>	77
4.2.	Estudo de Caso: Microrrede CLA- μ Grid	82
4.2.1.	<i>S1: Regime on-grid da CLA-μGrid</i>	84
4.2.2.	<i>S2P: Regime off-grid Planejado da CLA-μGrid</i>	85
4.2.3.	<i>S2N: Regime off-grid não-planejado da CLA-μGrid</i>	87
4.2.4.	<i>T1P: Transição programa on-grid→off-grid da CLA-μGrid</i>	89
4.2.5.	<i>T1N: Transição on-grid→off-grid não-programada da CLA-μGrid</i>	91
4.2.6.	<i>T2: Transição off-grid→on-grid da CLA-μGrid</i>	92
4.2.7.	<i>T3: Black Start da CLA-μGrid</i>	93
Capítulo 5: Esquema de Proteção para Microrredes de Missão Crítica		95
5.1.	Faltas Monofásicas Fase-Terra na Rede Interna em Modo <i>off-grid</i>	101
5.2.	Abertura de uma Fase da Rede Interna	103
5.3.	Ações do EMS relacionadas à Proteção	104
5.3.1.	<i>Ações relacionadas ao PCC</i>	105
5.3.2.	<i>Ações relacionadas à Rede Interna</i>	105
5.4.	Estudo de Caso: Microrrede CLA- μ Grid	106
5.4.1.	<i>Papel do EMS da CLA-μGrid na Proteção da CLA-μGrid</i>	112
Capítulo 6: Simulações da Microrrede CLA-μGrid		114
6.1.	Transição programada de <i>on-grid</i> para <i>off-grid</i>	126
6.2.	Transição não-programada de <i>on-grid</i> para <i>off-grid</i>	136
6.3.	Black start da CLA- μ Grid a partir do BESS	142
6.4.	Black start da CLA- μ Grid a partir dos GMGs	148
Capítulo 7: Resultados Experimentais Obtidos		153
7.1.	Ilhamento Não-Programado da CLA- μ Grid	153
7.2.	Black start da CLA- μ Grid a partir do BESS	158
7.2.1.	<i>Problema de Ferrorressonância nos TPs dos Sistemas de Proteção dos Transformadores da CLA-μGrid</i>	161
7.3.	Black Start da CLA- μ Grid a partir dos GMGs	163
Capítulo 8: Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros		167
8.1.	Contribuições da Pesquisa	170

8.2. Propostas de Trabalhos Futuros	171
Referências.....	173

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Exemplo ilustrativo de uma microrrede com um PCC de conexão/desconexão com a rede convencional.....	2
Figura 2.1 – Mecanismos de resposta de um sistema resiliente a um evento disruptivo.	11
Figura 2.2 – Modos de operação em regime e transições de uma microrrede.	16
Figura 2.3 – Diagrama conceitual simplificado do EMS de uma microrrede.....	17
Figura 2.4 – Hierarquia de controle de uma microrrede.	21
Figura 2.5 – Tempos de atuação de cada nível da hierarquia de controle de uma microrrede.	22
Figura 2.6 – Estrutura geral de controle de uma microrrede (EMS na camada mais elevada).	23
Figura 2.7 – Fluxograma da atuação do RBEMS de [84] no modo <i>off-grid</i>	25
Figura 2.8 – Diagrama unifilar simplificado de uma microrrede com rede interna em MT.	32
Figura 3.1 – Visão geral das características dos cenários típicos de operação do CLA.	43
Figura 3.2 – Diagrama de blocos simplificado da topologia da microrrede CLA- μ Grid.	46
Figura 3.3 – Diagrama unifilar da microrrede CLA- μ Grid.....	48
Figura 3.4 – Vista aérea da área da CLA- μ Grid com indicação das instalações da microrrede. ..	50
Figura 3.5 – Visão geral das características da CLA- μ Grid, de acordo com o cenário de operação.	51
Figura 3.6 – Cenários de operação da CLA- μ Grid no modo <i>on-grid</i> conforme a disponibilidade das fontes despacháveis.....	52
Figura 3.7 – Cenários de operação da CLA- μ Grid no modo <i>off-grid</i> conforme a disponibilidade das fontes despacháveis.....	53
Figura 3.8 – Modos de operação e transições da microrrede CLA- μ Grid.	57
Figura 3.9 – Consumo de energia estimado da área delimitada para microrrede entre meses de janeiro de 2019 a fevereiro de 2020.	59
Figura 3.10 – Medições realizadas na área da CLA- μ Grid em 30/09/2021 (quinta-feira): (a) correntes; (b) tensões; (c) e (d) potência ativa nas fases A, B e C, e trifásica; (e) e (f) potência reativa nas fases A, B e C, e trifásica; (g) e (h) potência aparente nas fases A, B e C, e trifásica.....	60
Figura 3.11 – Medições realizadas na área da CLA- μ Grid em 26/09/2021 (domingo): (a) correntes; (b) tensões; (c) e (d) potência ativa nas fases A, B e C, e trifásica; (e) e (f) potência reativa nas fases A, B e C, e trifásica; (g) e (h) potência aparente nas fases A, B e C, e trifásica.....	61
Figura 4.1 – Visão geral dos cenários operacionais considerados pelo RBEMS proposto.....	66
Figura 4.2 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário <i>SI</i> (regime <i>on-grid</i>)..	68

Figura 4.3 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário <i>S2</i> (regime <i>off-grid</i>)..	71
Figura 4.4 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário <i>T1</i>	73
Figura 4.5 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário <i>T2</i>	76
Figura 4.6 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário <i>T3</i>	80
Figura 4.7 –Quadro-resumo das funcionalidades do RBEMS proposto para os cenários operacionais da MMC a ser gerenciada.	81
Figura 4.8 – Rede de comunicação da CLA- μ Grid.....	83
Figura 4.9 – Diagrama unifilar da CLA- μ Grid: detalhe da subestação SE-CM.	86
Figura 4.10 – Diagrama unifilar da CLA- μ Grid: detalhe dos GMGs da subestação SE-CM e dos geradores antigos da SE-TLM.....	89
Figura 5.1 – Atuação indevida da proteção de um DER em razão de um evento na rede externa.	97
Figura 5.2 – Falta monofásica à terra em uma microrrede com rede interna sem conexão com a terra no modo <i>off-grid</i>	101
Figura 5.3 – Desequilíbrio das tensões para uma falta fase-terra em uma rede não aterrada.	101
Figura 5.4 – Simulação de uma falta monofásica à terra em um trecho isolado de uma rede. ...	102
Figura 5.5 – Abertura de uma das fases da rede interna de uma microrrede.	103
Figura 5.6 – Diagrama unifilar da microrrede CLA- μ Grid (repetido do Capítulo 3).	109
Figura 5.7 – Diagrama de blocos da chave do PCC da CLA- μ Grid.	110
Figura 5.8 – Diagrama unifilar do conjunto relé multifunção & disjuntor de MT telecomandado.	110
Figura 5.9 – Coordenação entre as proteções de tensão da chave do PCC e do PCS do BESS da CLA- μ Grid.	111
Figura 6.1 – Modelo construído no MATLAB/Simulink® para execução das simulações dinâmicas da CLA- μ Grid.	115
Figura 6.2 – Diagrama de blocos simplificado dos controles do BESS da CLA- μ Grid.	116
Figura 6.3 – Componentes do filtro de saída do PCS do BESS da CLA- μ Grid.	117
Figura 6.4 – Resposta em frequência do filtro de saída do PCS do BESS.....	118
Figura 6.5 – Respostas em frequência do filtro de saída do PCS e do filtro L equivalente.....	119
Figura 6.6 – Verificação da resposta dinâmica do controle de tensão empregado no modelo equivalente para as simulações da CLA- μ Grid.....	120
Figura 6.7 – Verificação da resposta dinâmica do controle de corrente empregado no modelo equivalente para as simulações da CLA- μ Grid.....	121
Figura 6.8 – Estimativa da dinâmica da tensão de saída da máquina síncrona de um GMG.....	122

Figura 6.9 – Comparação entre as dinâmicas da tensão do modelo <i>Synchronous Machine pu Standard</i> (Completa) e do modelo aproximado.	123
Figura 6.10 – Estimativa da dinâmica da velocidade da máquina síncrona de um GMG.	124
Figura 6.11 – Comparação entre as dinâmicas da velocidade do modelo <i>Synchronous Machine pu Standard</i> (Completa) e do modelo aproximado.	124
Figura 6.12 – Potência injetada pela UFV durante a simulação de transição programada do modo <i>on-grid</i> para o modo <i>off-grid</i> da CLA- μ Grid.	127
Figura 6.13 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: (a) Tensões de fase; e (b) correntes na saída do BESS, antes e depois do ilhamento e da entrada dos GMGs.	129
Figura 6.14 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: detalhe das (a) Tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS, imediatamente antes e depois do ilhamento. .	130
Figura 6.15 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: detalhe das (a) Tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS, imediatamente antes e depois da entrada dos GMGs.	131
Figura 6.16 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: comportamento das: (a) correntes; e (b) tensões nos GMGs antes e após a entrada dos mesmos na rede <i>off-grid</i> . ..	132
Figura 6.17 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: comportamento das: (a) correntes; e (b) tensões na carga do CT imediatamente antes e após o ilhamento programado.	133
Figura 6.18 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid. Comportamento das (a) correntes; e (b) tensões na carga do CT imediatamente antes e após a entrada dos GMGs.	134
Figura 6.19 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid. Potências: (a) ativa; e (b) reativa injetadas e/ou absorvidas pela rede, pelo BESS, pela UFV e pelos GMGs.	135
Figura 6.20 - Potência injetada pela UFV durante a simulação de transição não-programada do modo <i>on-grid</i> para o modo <i>off-grid</i> da CLA- μ Grid.	136
Figura 6.21 – Simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid: comportamento das tensões de fase do BESS: (a) antes e depois do ilhamento; (b) detalhe do transitório de tensão.	138
Figura 6.22 - Simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid: comportamento das correntes do BESS: (a) antes e depois do ilhamento; (b) detalhe do transitório de corrente.	139
Figura 6.23 – Simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid: comportamento das correntes na barra de interconexão do BESS e da UFV (lado de MT da rede) após o ilhamento.	140
Figura 6.24 – Simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid: retorno da UFV injetando 100 kW no instante 2,0 s: (a) transitório de tensão; (b) transitório de corrente.	140

Figura 6.25 – Simulação de transição não-programada da CLA-μGrid. Potências: (a) ativa; e (b) reativa injetadas e/ou absorvidas pela rede, pelo BESS e pela UFV.	141
Figura 6.26 – Simulação de <i>black start</i> da CLA-μGrid a partir do BESS com aplicação direta de degrau de tensão. Comportamento das: (a) tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS.	143
Figura 6.27 – <i>Setup</i> dos testes de desempenho em fábrica do BESS da CLA-μGrid.	144
Figura 6.28 – Energização de um transformador de 1 MVA com rampa de tensão do BESS: (a) rampa de 30 ms; (b) rampa de 50 ms.	145
Figura 6.29 – Simulação de <i>black start</i> da CLA-μGrid a partir do BESS com rampa de tensão de 10 ms. Comportamento das: (a) tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS. ...	146
Figura 6.30 – Simulação de <i>black start</i> da CLA-μGrid a partir do BESS com rampa de tensão de 50 ms. Comportamento das: (a) tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS. ...	147
Figura 6.31 – Simulação de <i>black start</i> da CLA-μGrid a partir dos GMGs: (a) comportamento das tensões de fase no QTA durante o processo de restauração; (b) detalhe do transitório de tensão durante a energização dos transformadores.	149
Figura 6.32 – Simulação de <i>black start</i> da CLA-μGrid a partir dos GMGs: (a) comportamento das correntes de linha no QTA durante o processo de restauração; (b) detalhe do transitório de corrente durante a energização dos transformadores.....	150
Figura 6.33 – Simulação de <i>black start</i> da CLA-μGrid a partir dos GMGs: (a) comportamento das tensões de fase na carga TLM, MTO e Balões durante o processo de restauração; (b) detalhe do transitório de tensão na carga durante a energização dos transformadores.	151
Figura 6.34 – Simulação de <i>black start</i> da CLA-μGrid a partir dos GMGs: (a) comportamento das tensões de fase na carga TLM, MTO e Balões durante o processo de restauração; (b) detalhe do transitório de tensão na carga durante a energização dos transformadores	152
Figura 7.1 – Ilhamento não-programado com BESS inicialmente alimentando apenas as cargas internas do contêiner. Tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e corrente na fase ‘A’ do BESS: (a) imediatamente antes e após o ilhamento; (b) Detalhe dos transitórios de tensão e de corrente.....	154
Figura 7.2 – Aumento da demanda de carga da microrrede após a ocorrência de um ilhamento não-programado da CLA-μGrid: tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e corrente na fase ‘A’ do BESS.	155
Figura 7.3 – Rede interna da CLA-μGrid em modo <i>off-grid</i> : detalhe do efeito das capacitâncias parasitas da rede sobre o desempenho dos TPs dos conjuntos de proteção dos transformadores.....	156
Figura 7.4 – Tensões de linha medidas no secundário dos TPs do disjuntor de MT do BESS...	156
Figura 7.5 – Ilhamento não-programado com BESS inicialmente injetando 1 MW e uma carga da CLA-μGrid de 150 kW. Tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e corrente na fase ‘A’ do BESS.	157

Figura 7.6 – Reconexão automática da CLA-μGrid com a rede externa. Comportamento das tensões nas fases ‘A’ e ‘B’ do lado de MT do transformador do BESS antes e após a reconexão.	158
Figura 7.7 – <i>Black start</i> da CLA-μGrid a partir do BESS: detalhe da rampa de elevação de tensão de 0 a 13,8 kV e da corrente na fase ‘A’ durante a energização dos transformadores.....	159
Figura 7.8 – <i>Black start</i> da CLA-μGrid a partir do BESS: tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e corrente na fase ‘A’ do lado de MT do transformador do BESS após o transitório de energização.....	160
Figura 7.9 – <i>Black start</i> da CLA-μGrid a partir do BESS: entrada das cargas da SE-CM.	160
Figura 7.10 – Efeito da ferorressonância nas tensões medidas a partir dos TPs do cubículo de MT do transformador do BESS da CLA-μGrid.	161
Figura 7.11 – Efeito da ferorressonância nas tensões medidas a partir dos TPs do cubículo de MT do transformador da subestação SE-CM.	162
Figura 7.12 – Energização em rampa de tensão do transformador TF3-BESS a partir do PCS do BESS, com o disjuntor DM.BESS aberto.	163
Figura 7.13 – <i>Black start</i> da CLA-μGrid a partir dos GMGs da SE-CM: energização dos transformadores da rede interna antes da entrada das cargas da subestação SE-TLM.	164
Figura 7.14 – <i>Black start</i> da CLA-μGrid a partir dos GMGs da SE-CM: detalhe da corrente de <i>inrush</i> e da ocorrência de ferorressonância durante a energização dos transformadores. .	165
Figura 7.15 – <i>Black start</i> da CLA-μGrid a partir dos GMGs da SE-CM: entrada das cargas da SE-TLM.	165

Lista de Tabelas

Tabela I – Exemplos de microrredes empregadas em aplicações de IC ao redor do mundo: objetivos, funcionalidades e demais informações.	14
Tabela II – Funcionalidades do EMS que podem ser executadas pelo gerenciamento do BESS.	20
Tabela III – Objetivos e ações previstas de RBEMS propostos na literatura.....	28
Tabela IV – Valores de potência e corrente de curto-circuito da rede que alimenta a CLA- μ Grid.	47
Tabela V – Distâncias e impedâncias aproximadas dos trechos da rede MT da CLA- μ Grid.	49
Tabela VI – Passos que devem ser executados pelo sistema de controle de uma microrrede nas transições entre os modos de operação em regime conforme IEEE Std 2030.7-2017.....	55
Tabela VII – DHT máximas medidas das tensões e correntes do QGBT da SE-CM.	59
Tabela VIII – Estimativa dos custos com consumo de combustível e das emissões de CO ₂ anuais do CLA considerando a situação anterior e a atual após a implantação da CLA- μ Grid.....	62
Tabela IX – Cenários operacionais da CLA- μ Grid conforme a estrutura do RBEMS proposto.	84
Tabela X – Funções de proteção mínimas do esquema de proteção para MMCs.....	100
Tabela XI – Componentes de sequência (em p.u.) antes e durante uma falta monofásica em um trecho não aterrado de uma rede elétrica.....	103
Tabela XII – Valores dos componentes do filtro de saída do PCS do BESS.....	117
Tabela XIII – Parâmetros da máquina síncrona do modelo equivalente da CLA- μ Grid.	122
Tabela XIV – Ganhos dos reguladores PI dos GMGs.	125
Tabela XV – Dados dos transformadores do modelo para as simulações da CLA- μ Grid.....	126
Tabela XVI – Potência demandada pelas cargas do modelo para as simulações da CLA- μ Grid.	126
Tabela XVII – Resumo dos testes de desempenho de fábrica do BESS relativos ao <i>black start</i>	144

Lista de Siglas e Abreviações

BESS	Sistema de armazenamento de energia por baterias
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CAR	Conversor alimentador de rede
CC	Corrente contínua
CF	Chave fusível
CFR	Conversor formador de rede
CIGRE	Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
CLA	Centro de Lançamento de Alcântara
CLA-μGrid	Microrrede de missão crítica do Centro de Lançamento de Alcântara
CLP	Controlador lógico programável
CO ₂	Dióxido de carbono, também conhecido como gás carbônico
CSR	Conversor de suporte à rede
CT	Prédio do Centro Técnico do Centro de Lançamento de Alcântara
DER	Recurso energético distribuído (<i>distributed energy resource</i>)
DHT	Distorção harmônica total
DNP 3.0	Protocolo industrial aberto de comunicação em rede
DOE	<i>Department of Energy, US Government</i>
DSO	Operador do sistema de distribuição
<i>e.g.</i>	representa a expressão latina <i>exempli gratia</i> , que significa: “por exemplo” ou “para fins de exemplo”
EMS	Sistema de gerenciamento de energia de uma microrrede
EQTL	Concessionária Equatorial Energia
EUA	Estados Unidos da América
GMG	Grupo motor-gerador
GOA	Algoritmo de otimização baseado no comportamento dos gafanhotos na natureza
HFRT	Passagem de alta frequência (<i>high frequency ride-through</i>)
HVRT	Passagem de alta tensão (<i>high voltage ride-through</i>)
<i>i.e.</i>	representa a expressão latina <i>id est</i> , que significa: “isto é”, “ou seja” ou “em outras palavras”

IC	Infraestrutura crítica
IEE	Instituto de Energia Elétrica
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IIDER	Recurso energético distribuído com Interface baseada em um conversor eletrônico de potência
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IO	Entrada/saída de unidades terminais remotas
IT	Esquema IT de aterramento de instalações elétricas
LFRT	Passagem de baixa frequência (<i>low frequency ride-through</i>)
LVRT	Passagem de baixa tensão (<i>low voltage ride-through</i>)
MGCC	Controlador central de uma microrrede
MGSC	Controle supervisão de uma microrrede
MILP	Programação linear inteira mista
MMC	Microrrede de missão crítica
Modbus RTU	Protocolo industrial de comunicação em rede
MPC	Modelo de controle preditivo
MT	Média tensão
MTO	Prédio Meteorologia
<i>off-grid</i>	Modo de operação ilhado da rede de distribuição
<i>on-grid</i>	Modo de operação conectado à rede de distribuição
PCC	Ponto de conexão comum de uma microrrede com a rede externa
POM	Ponto de medição
QEE	Qualidade de energia elétrica
QGBT	Quadro elétrico geral de baixa tensão
QTA	Quadro de transferência automática
RBEMS	Sistema baseado em regras de gerenciamento de energia de uma microrrede
SCADA	Sistema de controle de supervisão e aquisição de dados
SE Alcântara	Subestação da EQTL que alimenta o CLA e demais cargas adjacentes
SE-B&FV	Subestação (ou cubículo de média tensão) do BESS e da UFV da microrrede CLA-μGrid
SE-CM	Subestação Casa de Máquinas da microrrede CLA-μGrid
SE-TLM	Subestação Telemedidas da microrrede CLA-μGrid

SOC	Estado de carga
SOH	Estado de saúde
SOP	Estado de potência
TC	Transformador de corrente
TCP/IP	Conjunto de protocolos de comunicação em rede
TLM	Prédio Telemedidas
TN-C	Esquema TN-C de aterramento de instalações elétricas
TN-C-S	Esquema TN-C-S de aterramento de instalações elétricas
TN-S	Esquema TN-S de aterramento de instalações elétricas
TP	Transformador de potencial
TR	Tonelada de refrigeração (medida de potência de refrigeração)
TT	Esquema TT de aterramento de instalações elétricas
UFMA	Universidade Federal do Maranhão
UFV	Usina fotovoltaica
UTR	Unidade terminal remota

Capítulo 1:

Introdução

1.1. Contextualização

Nas últimas décadas, as microrredes têm ganhando cada vez mais espaço nos sistemas elétricos de potência, e atraído o interesse de pesquisadores, órgãos governamentais e entidades de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de produção e gerenciamento de energia ao redor do mundo [1], [2]. Isto se dá por diversas razões que incluem o crescimento da demanda energética global, a escassez de fontes baseadas em combustíveis fósseis e a busca pela redução de emissões poluentes. Possíveis vantagens para as concessionárias como, por exemplo, o aumento da confiabilidade da energia fornecida aos consumidores e o descongestionamento dos condutores das linhas também podem ser citados. Os conceitos de microrredes e de recursos energéticos distribuídos (DERs – *distributed energy resources*) estão no cerne de uma mudança de paradigma da eletricidade [3], [4]. As microrredes têm se apresentado cada vez mais como uma das principais alternativas para a integração de DERs às redes convencionais [5], [6], [7]. São sistemas que podem operar de forma autônoma, reduzindo a necessidade de investimentos em infraestrutura de rede e operando com menores perdas, visto que são instaladas próximas aos consumidores [8], [9], [10]. A proliferação e consolidação das microrredes tende a crescer na medida em que os preços dos DERs e demais componentes se tornem mais competitivos. Estudos mercadológicos têm indicado uma tendência de que a capacidade global de microrredes instaladas alcance cerca de 20 GW até o ano de 2028 [11].

1.1.1. Conceitos Gerais de Microrredes

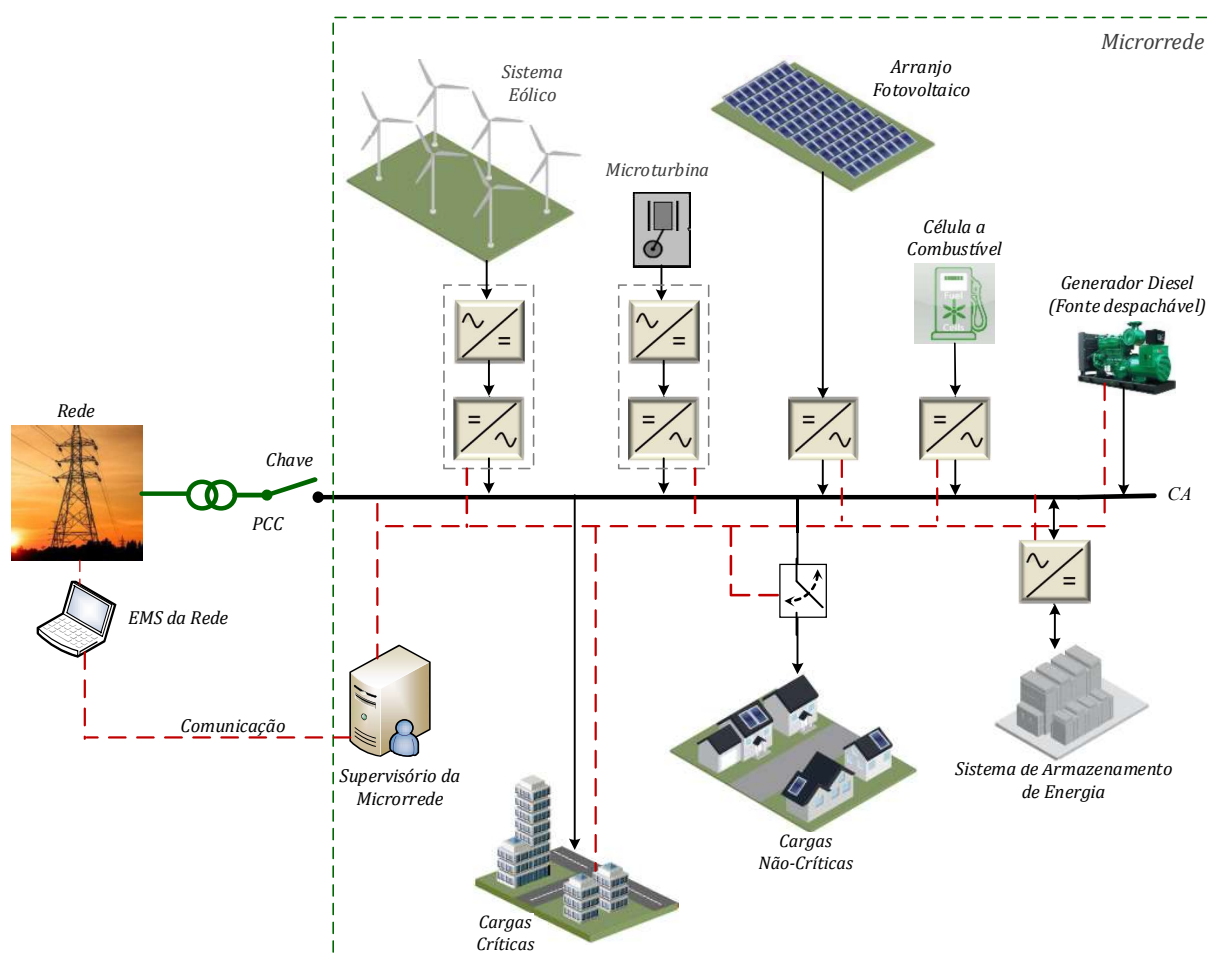
As normas internacionais IEEE Std 2030.7-2017 [12] e IEEE Std 2030.9-2019 [13] definem uma microrrede como sendo um grupo de cargas e de DERs com fronteiras elétricas claramente definidas, de forma que este grupo atue como uma única entidade controlável em relação à rede de distribuição, podendo se conectar e desconectar da rede e operar nos modos conectado à rede (*on-grid*) e isolado da mesma (*off-grid*). Uma definição semelhante a esta, citada amplamente na literatura, é a adotada pelo Departamento de Energia (DOE – *Department of Energy*) dos Estados Unidos [14]. Já o Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRE) define uma microrrede como sendo uma seção de um sistema de distribuição de energia contendo cargas e DERs, que pode ser operada de uma forma controlada e coordenada em modo conectado à rede e ilhado [15].

Nota-se que tais definições não explicitam nem limitam os tipos de DERs que devem compor a microrrede (*i.e.*, se renováveis ou não), nem a magnitude dos mesmos. Entretanto, DERs renováveis, como plantas eólicas e fotovoltaicas, têm sido predominantes nesses sistemas por questões ambientais [8]. Inicialmente, pensava-se nas microrredes apenas como subsistemas elétricos, com potências nominais inferiores a 100 kW e que operavam sempre em baixa tensão (BT) [16]. Atualmente, o termo microrrede tem sido empregado de forma mais abrangente, para designar uma “célula” controlada do sistema de potência que pode funcionar interligada ou separada dele, sem a preocupação de quantificá-la quanto à potência nominal e ao nível de tensão [17], [13]. Apesar dos esforços e avanços recentes na elaboração de padrões normativos para

DERs conectados à rede convencional, ainda há uma deficiência no que se diz respeito ao desenvolvimento de um portfólio nacional de regulamentação específica para as microrredes [18], [19].

A possibilidade de operar em modo *off-grid* tende a aumentar a confiabilidade da energia entregue aos consumidores, uma vez que o fornecimento não é interrompido diante de uma falha da rede externa [20], [21]. Em *off-grid*, pelo menos um dos DERs da microrrede deve ser capaz de fornecer as referências de tensão e frequência da rede ilhada, mantendo os níveis dessas grandezas dentro dos limites estabelecidos pela regulação local [22], [23]. No caso do modo *on-grid*, os níveis de tensão e frequência dos DERs devem ser sincronizados com aqueles da rede externa. Os modos de operação podem ser identificados a partir da posição da chave de conexão/desconexão no ponto de conexão comum (PCC – *point of common coupling*) com a rede externa, conforme mostrado no exemplo ilustrativo da Figura 1.1. Nesse exemplo, a microrrede está delimitada pela área tracejada em verde, e tem a chave do PCC como único dispositivo de interconexão com a rede externa. A quantidade e os tipos de DERs podem variar conforme os objetivos pretendidos para a microrrede, os recursos naturais disponíveis do local onde se pretende instalar esses DERs, e a capacidade de investimento financeiro para tal.

Figura 1.1 – Exemplo ilustrativo de uma microrrede com um PCC de conexão/desconexão com a rede convencional.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

1.1.1.1. Benefícios das microrredes

O gerenciamento de uma microrrede leva em consideração basicamente o perfil de demanda dos consumidores locais, a disponibilidade dos DERs e da rede externa, e fatores do mercado de energia [24], [25]. A especificação das funcionalidades de uma microrrede deve levar em conta os objetivos operacionais, econômicos e ambientais pretendidos (*business case*), juntamente com os benefícios identificáveis e de interesse das partes envolvidas (*stakeholders*), as quais incluem [12], [13], [20], [26], [27]:

- Os consumidores e usuários finais da microrrede e os demais consumidores da rede de distribuição ou de outras microrredes adjacentes;
- Os produtores de energia independentes ou prossumidores da área de interesse da microrrede;
- A concessionária local de energia, o Operador do Sistema de Distribuição (DSO – *distribution system operator*) e o mercado de compra e venda de energia;
- A comunidade ou sociedade de maneira geral, dependendo da aplicação e do grau de penetração da microrrede no sistema elétrico local.

Os potenciais benefícios para os *stakeholders* geralmente estão associados à confiabilidade e à qualidade da energia elétrica (QEE) entregue aos consumidores, às trocas de energia com a rede externa e aos serviços auxiliares¹ [28]. De forma ampla, tais benefícios têm sido classificados nas seguintes categorias gerais [12], [29], [30]:

- ✓ Melhora na eficiência energética e redução dos custos de energia;
- ✓ Redução da poluição;
- ✓ Melhora na confiabilidade e na QEE;
- ✓ Aumento da resiliência e segurança energética².

Os benefícios econômicos podem ser obtidos pela participação dos DERs na alimentação das cargas da microrrede e de trechos da rede externa. Os benefícios ambientais resultam do uso de DERs renováveis para reduzir ou zerar os danos ao meio ambiente. Os benefícios operacionais dependem das capacidades e funcionalidades dos DERs e dos sistemas que compõem a microrrede.

1.1.2. Infraestrutura Crítica

Um fator que contribui para a disseminação das microrredes são as demandas específicas de diversas aplicações que requerem um perfil de fornecimento incapaz de ser totalmente atendido pelas redes convencionais [1]. Algumas aplicações carregam consigo fortes requisitos de confiabilidade, resiliência a eventos disruptivos, segurança energética, proteção contra

¹ Serviços auxiliares são funções de suporte à rede que objetivam manter a tensão, a frequência e o balanço energético dentro de certos limites (*e.g.*, suporte de tensão, regulação de frequência, reserva girante, etc.).

² Segurança energética diz respeito às medidas que visam afastar o risco de falta de energia, garantindo o fornecimento de energia ininterrupto às cargas.

ataques cibernéticos, dentre outros [31]. Nesse contexto, as microrredes têm se apresentado como potenciais candidatas para atender essas e outras demandas correlatas em razão de algumas características estruturais e operacionais. Essas características incluem a presença de DERs próximos aos consumidores, o funcionamento em diversos modos de operação pré-definidos e a possibilidade de adaptação e reconfiguração em caso de faltas, perda da rede ou demais eventos disruptivos [32], [33], [34]. Dessa forma, as microrredes podem contribuir não somente para as demandas supracitadas, mas também para a manutenção do balanço energético (*i.e.*, correspondência entre a energia que é gerada pelas fontes e a que é consumida pelas cargas) e para a estabilidade da rede [35]. As aplicações que possuem como demandas principais a confiabilidade, resiliência e segurança energética geralmente estão associadas aos setores de infraestrutura crítica (IC).

O termo ‘IC’ é usado por governos para se referir a setores cujas instalações, sistemas e redes (físicas ou virtuais) são consideradas essenciais para a vida, o funcionamento e/ou o desenvolvimento de uma determinada sociedade. Quaisquer danos, incapacitação, desligamentos ou destruição total dos ativos desses setores podem resultar em efeitos danosos para um país e sua economia. Exemplos de IC incluem [36]:

- Sistemas de transporte;
- Serviços de segurança nacional e de cidadãos;
- Instalações militares;
- Sistemas de fornecimento e distribuição de água;
- Sistemas públicos de saúde;
- Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Bases de dados: econômica, financeira, de seguridade social, etc.;
- Sistemas de monitoramento do clima e de fenômenos sísmicos;
- Sistemas embarcados (e.g., embarcações marítimas, aeronaves, espaçonaves, etc.).

Os ativos, instalações e sistemas de IC devem possuir resiliência contra fenômenos naturais, acidentes, ações de terrorismo, ataques cibernéticos e eventos de conflito ou guerra. A segurança desses setores se tornou uma preocupação mundial após os ataques terroristas ocorridos em onze de setembro de 2001 nos Estados Unidos da América (EUA) [37], [38]. Desde então, o governo dos EUA, a União Europeia e vários outros países, incluindo o Brasil, têm desenvolvido estratégias e planos para assegurar a segurança e garantir o funcionamento de seus respectivos setores de IC [39], [40].

1.1.2.1. Estudo de caso: microrrede CLA-μGrid

O Centro de Lançamento de Alcântara (CLA) é uma instalação militar do governo brasileiro, subordinada à Força Aérea Brasileira e operada pela Agência Espacial Brasileira. O CLA fica localizado na cidade de Alcântara, no estado do Maranhão, distante cerca de 20 km da capital São Luís, e funciona como um centro de lançamento aeroespacial. O CLA pode ser considerado uma aplicação de IC pelo fato de ser uma instalação militar com fortes requisitos

por resiliência energética e segurança energética, principalmente durante as campanhas de lançamento de foguetes. Então, tem-se que a microrrede do CLA, denominada, deste ponto em diante, de CLA- μ Grid, é uma microrrede de missão crítica (MMC), ou seja, uma microrrede concebida para atender às demandas de uma aplicação de IC. Essa microrrede foi implantada e entregue ao CLA em plena operação em junho de 2023 [41], [42]. Os principais objetivos dessa MMC são aumentar a resiliência energética e segurança energética das instalações do CLA localizadas na área definida para a microrrede durante os períodos de campanhas de lançamento de foguetes e, no restante do tempo, minimizar os custos de compra de energia e as emissões de gases poluentes. Os sistemas que compõem microrrede foram idealizados pela equipe de pesquisa do Instituto de Energia Elétrica (IEE) da Universidade Federal do Maranhão (UFMA), seguindo as demandas apresentadas pelo CLA.

1.2. Justificativa, Motivações e Relevância da Pesquisa

Apesar do notório potencial de expansão cada vez maior, as microrredes ainda enfrentam alguns desafios para a sua consolidação no mercado de energia, dentre os quais se pode destacar:

- Demandas específicas das aplicações: as microrredes podem fornecer uma vasta gama de soluções de fornecimento de energia para as mais variadas aplicações (conjuntos residenciais, indústrias, comunidades isoladas, setores de IC, etc.). Entretanto, tem-se que cada aplicação pode trazer consigo algumas particularidades que devem ser consideradas e devidamente trabalhadas pelos projetistas das microrredes [12]. Assim, embora já existam soluções comerciais de gerenciamento de DERs de geração e armazenamento de energia, e também de instalações que operam de forma interconectada com rede convencional, tem-se que determinadas aplicações como, por exemplo, um campus universitário ou uma instalação militar, podem requerer soluções específicas em razão do perfil de consumo e de demandas específicas impostas pelo cliente [1];
- Integração de DERs: a intermitência, dependência do clima e a variabilidade do perfil de geração comuns aos DERs renováveis (e.g., unidades de energia solar fotovoltaica e eólica), os quais estão tipicamente entre os DERs que compõem a infraestrutura de geração das microrredes, é um desafio que deve ser contornado pelo sistema de gerenciamento de energia (EMS – *energy management system*). A constante flutuação da saída desses DERs pode gerar instabilidade e, em alguns casos, congestionamento da rede elétrica [2];
- *Black start*: em casos de interrupção total do fornecimento às cargas e necessidade de reenergização em modo *off-grid*, as correntes de *inrush* de transformadores (requeridas por esses equipamentos durante a energização dos mesmos), especialmente em microrredes com rede elétrica interna em média tensão (MT), podem ser percebidas como faltas pela proteção, causando desligamentos indevidos [43]. As correntes de *inrush* podem exceder em cerca de dez vezes a corrente nominal de um transformador e possuem curta duração (geralmente entre 4 a 6 ciclos) [44]. Assim, a metodologia de execução do *black start* de uma microrrede deve considerar os efeitos dessas correntes sobre a proteção da mesma [45]. Além

disso, as capacidades dos DERs e as características da rede interna e das cargas também devem ser consideradas;

- Proteção de microrredes: a presença de DERs espalhados por toda a extensão dos sistemas elétricos de potência impõem novos desafios de coordenação e seletividade da proteção desses últimos. Nesse contexto, a proteção de microrredes deve ser robusta o bastante para mitigar diversas formas de faltas, desconectando rapidamente a microrrede da rede convencional em caso de quaisquer anormalidades, garantindo a segurança dos ativos locais, evitando ilhamentos indesejados, desligamentos indevidos, dentre outros problemas de proteção [2]. As eventuais particularidades da rede interna que possam dificultar a detecção de faltas também devem ser consideradas. Alguns fatores que influenciam na escolha do esquema de proteção de uma microrrede são a topologia e a disposição dos DERs ao longo da rede interna, os níveis das correntes de falta para cada um dos modos de operação, os tipos de falta que podem ocorrer e eventuais incapacidades de determinados dispositivos de identificarem essas faltas, dentre outros [34];
- Atendimento às normas e regulamentações vigentes: as microrredes e os DERs que compõem as mesmas devem atender requisitos mínimos estabelecidos em padrões normativos da localidade onde as mesmas estão inseridas. Alguns órgãos internacionais também elaboraram algumas normas de interconexão, interoperabilidade, proteção e controle de microrredes e DERs [12], [22], [17], [46]. Tais padrões impõem exigências e recomendações técnicas que podem auxiliar na ausência de regulamentações locais pertinentes.

Assim, considerando os problemas listados acima, observa-se que há oportunidades de desenvolvimento de pesquisas destinadas à proposição de novas soluções. Ademais, os desafios impostos para a CLA- μ Grid podem ser encarados como uma oportunidade de realização de um estudo de caso de desenvolvimento de estratégias de gerenciamento de energia e de demais soluções relacionadas a outros temas correlatos das MMCs. Isto tendo como base a concepção e implantação de uma microrrede real. As soluções propostas e implementadas na CLA- μ Grid podem contribuir para a pesquisa de MMCs e servir como base para outros trabalhos sobre o tema.

1.3. Objetivos

O objetivo principal desta pesquisa é propor e implementar estratégias de atuação do EMS e da proteção de MMCs, de forma a atender às demandas que caracterizam tais microrredes. A CLA- μ Grid é usada como estudo de caso de desenvolvimento e aplicação prática dessas estratégias. Os objetivos específicos da pesquisa são:

- Caracterizar e levantar as principais demandas que devem ser atendidas pelas MMCs (juntamente com as demandas específicas da CLA- μ Grid) e os problemas de proteção dessas microrredes;

- Desenvolver uma estratégia de atuação do EMS de uma MMC, tomando como base os objetivos e os cenários típicos de operação desse tipo de microrrede e considerando também o caso específico da CLA- μ Grid;
- Propor uma metodologia de execução do *black start* de microrredes com o objetivo de minimizar os efeitos das correntes de *inrush* sobre as proteções intrínsecas do formador da rede em modo *off-grid*;
- Desenvolver uma filosofia de atuação do esquema de proteção de uma MMC a ser implementada na microrrede CLA- μ Grid, tendo como fundamentos a integridade e a segurança dos componentes e equipamentos do sistema elétrico a ser protegido e as demandas específicas deste tipo de microrrede por resiliência e segurança energética;
- Avaliar o desempenho das soluções propostas a partir de resultados de simulações dos cenários de operação previstos para a CLA- μ Grid e de testes de comissionamento da CLA- μ Grid.

1.4. Contribuições Científicas

As contribuições pretendidas com a pesquisa são:

- Elaboração de uma estratégia de gerenciamento de energia para MMCs baseada em regras pré-definidas de atuação para diversos cenários de operação em regime permanente e de transições entre modos de operação, incluindo *black start*. O objetivo principal dessa estratégia é maximizar a resiliência e a segurança energética durante os cenários de operação crítica da aplicação de IC. Objetivos econômicos e ambientais também são considerados para momentos de operação não-crítica, a partir da execução de funcionalidades de gerenciamento do lado da demanda e de provisão de serviços para a rede externa, tais como arbitragem de energia, *peak shaving*, suporte de tensão e injeção de excedente de geração renovável na rede. A estratégia proposta prevê ações para transições programadas e não-programadas entre os modos *on-grid* e *off-grid* e ações de operação *off-grid* resiliente e segura energeticamente;
- Proposição de uma metodologia de execução de *black start* de microrredes com rede interna em MT que usa o sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS – *battery energy storage system*) como DER formador da rede. Essa metodologia é parte integrante da estratégia de atuação baseada em regras proposta para EMS de MMCs, e objetiva minimizar os efeitos das correntes de *inrush* sobre a rede elétrica, e também evitar a sensibilização indevida de proteções intrínsecas do BESS;
- Detalhamento de um esquema de proteção de MMCs cujas estratégias de detecção de faltas e de atuação dos dispositivos de proteção estejam alinhadas com as demandas específicas por resiliência e segurança energética. O esquema de proteção para MMCs implementado na microrrede CLA- μ Grid emprega em conjunto proteções de corrente, tensão, frequência e sincronismo com a rede externa para sistemas sem condutores de retorno à terra (como pode acontecer com

as microrredes em modo *off-grid*, dependendo dos esquemas de aterramento existentes para cada um dos modos de operação em regime [46]). São previstas ações de identificação e atuação em caso de faltas à terra, de prevenção de atuação indevida de proteções intrínsecas de DERs em caso de perturbações momentâneas na tensão e na frequência, e de demais aberturas de circuitos e desligamentos ou chaveamentos indevidos, de forma a manter as cargas críticas alimentadas pelo maior tempo possível, minimizando os danos aos componentes da microrrede. Para tal, o referido esquema de proteção considera filosofias para a coordenação e a seletividade de relés multifunção de disjuntores de MT, proteções intrínsecas do dispositivo de conexão/desconexão no PCC e dos DERs, disjuntores de BT e demais dispositivos de proteção que compõem uma microrrede.

Esta pesquisa permitiu, até o momento, as seguintes publicações em periódicos e em eventos internacionais:

- ✓ Mission Critical Microgrids: Mission Critical Microgrids: The Case of the Alcântara Space Center (MDPI Energies, Basel – CH, ISSN: 1996-1073). Publicada em 28 de abril de 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15093226>;
- ✓ Rule-Based Bottom-Up Medium Voltage AC Microgrid Black Start through Battery Energy Storage System with Transformer Inrush Current Management (25th EPE 2023 ECCE Europe, Alboorg, Denmark, September 4th – 8th, 2023).

Além destas, outras publicações relacionadas às estratégias propostas para as MMCs e ao caso da CLA- μ Grid estão sendo elaboradas para submissão em eventos e periódicos internacionais.

1.5. Metodologia de Desenvolvimento da Pesquisa

O desenvolvimento da pesquisa proposto se deu pela execução das seguintes atividades:

- Estudos e revisão literária sobre MMCs e EMS, *black start* e proteção de microrredes;
- Elaboração de estratégias de gerenciamento de energia e de proteção para MMCs, tomando como base o caso da microrrede CLA- μ Grid;
- Verificação do desempenho das estratégias propostas a partir de:
 - ✓ Modelagem e simulação da CLA- μ Grid nos cenários de operação previstos para a mesma;
 - ✓ Testes de comissionamento em campo da CLA- μ Grid.

1.6. Estrutura do Documento

No Capítulo 1 é introduzido o tema da Tese de Doutorado a partir de uma breve contextualização. Também são elencados a justificativa, as motivações, os objetivos, as contribuições pretendidas e a metodologia de desenvolvimento da pesquisa.

O Capítulo 2 contém uma fundamentação teórica sobre os assuntos abordados pela Tese de Doutorado, a saber, MMCs e EMS e proteção de microrredes. São apresentadas revisões críticas

da literatura sobre EMS, *black start* e proteção de microrredes. As estratégias propostas são contextualizadas dentro dos cenários atuais de cada um dos assuntos abordados.

A CLA- μ Grid é apresentada em detalhes no Capítulo 3. Uma visão geral dos objetivos da microrrede, topologia da rede interna, infraestrutura de DERs, cargas críticas e não-críticas, perfil da demanda por energia, descrição dos modos de operação previstos e as ações de gerenciamento implementadas para cada um desses modos, dentre outros pontos, são apresentados em detalhes.

A estratégia proposta para o EMS de MMCs, considerando também o caso específico da CLA- μ Grid, é apresentada no Capítulo 4. As funcionalidades mínimas requeridas para atender aos objetivos de uma MMC, os possíveis cenários de operação, os processos de tomada de decisão em cada um desses cenários e a metodologia proposta para a execução do *black start*, são detalhadas neste capítulo.

Um esquema de proteção elaborado para MMCs, o qual é aplicado ao caso da microrrede CLA- μ Grid, é apresentada no Capítulo 5. Os pilares das filosofias de proteção empregadas (as quais envolvem proteções contra sobrecorrentes, de tensão, de frequência e de sincronismo), a forma de atuação individual e/ou conjunta dessas proteções e as estratégias de coordenação e seletividade empregadas são apresentados neste capítulo. O esquema de proteção para MMCs foi elaborado levando em consideração não somente a integridade dos componentes da microrrede, mas também as principais demandas das MMCs por resiliência e segurança energética.

Resultados de simulação da operação da CLA- μ Grid e dos testes de comissionamento em campo desta microrrede são apresentados e discutidos no Capítulos 6 e no Capítulo 7, respectivamente. Isto é feito com o intuito de avaliar o desempenho das estratégias de gerenciamento de energia para MMCs apresentadas neste documento.

As conclusões da pesquisa e algumas sugestões de trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 8.

Capítulo 2:

Fundamentação Teórica e Revisão da Literatura

2.1. Microrredes de Missão Crítica

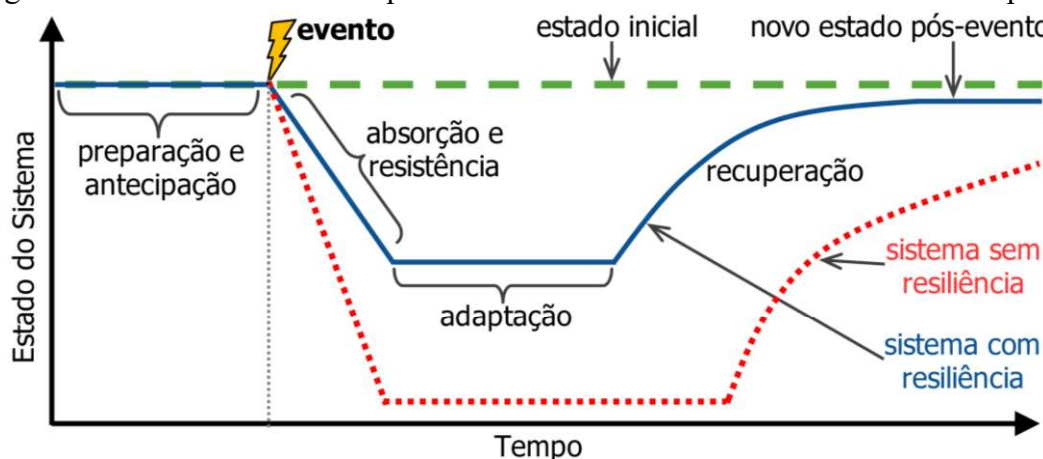
As MMCs são projetadas especificamente para atender aplicações de IC, isto é, instalações, ativos, redes e sistemas de importância fundamental para uma sociedade e sua economia (*e.g.*, hospitais, abastecimento de água, bolsas de valores, etc.). O governo dos EUA já reconhece a importância e a aplicabilidade dessas microrredes, a ponto de considerá-las parte fundamental de um plano estratégico que envolve a economia, a segurança nacional e outros setores correlatos deste país [38]. No Brasil, a importância das MMCs vem crescendo desde o ano de 2006, após ataques realizados por uma organização criminosa a diversas instalações pertencentes ao estado de São Paulo [40]. Esses eventos levaram o governo brasileiro a identificar de forma oficial as instalações nacionais prioritárias que devem ser protegidas em caso de novas ocorrências desse tipo. Nesse contexto, as MMCs se apresentam como alternativas promissoras para agregar resiliência e segurança energética às instalações de IC dos países, contribuindo para o desenvolvimento dos mesmos. Até o momento, as principais aplicações dessas microrredes têm sido as instalações militares e os centros avançados de pesquisa [47], [48].

As MMCs têm sido primordialmente concebidas para atender demandas por alta resiliência energética e segurança contra ataques cibernéticos [49], [50]. A resiliência de um sistema elétrico de potência pode ser entendida como a capacidade desse sistema de se preparar/antecipar, absorver, resistir, adaptar-se e se recuperar rapidamente de eventos disruptivos, sem maiores prejuízos ao fornecimento de energia às cargas [51], [52]. Uma entidade resiliente energeticamente, tal como uma MMC, pode dispor dos seguintes mecanismos para responder a um evento disruptivo [53], [54]:

- a. Preparação e antecipação: uso de ferramentas de monitoramento e prevenção contra eventos (*e.g.*, previsão do tempo, algoritmos de tomada de decisão, etc.);
- b. Absorção: reduzir a magnitude do evento;
- c. Resistência: aumentar o período de resistência ao evento;
- d. Adaptação: reduzir a duração da interrupção;
- e. Recuperação: reduzir o tempo de recuperação da interrupção e retornar a um estado de operação mais próximo possível do inicial antes da interrupção.

A atuação de cada um desses mecanismos é mostrada de forma gráfica na Figura 2.1, a qual também apresenta uma comparação entre um sistema com e outro sem resiliência. A diversidade, a redundância, o tempo de resposta e as estratégias de despacho previstas para os DERs, juntamente com estratégias de ilhamento, podem ser empregadas pelos sistemas resilientes para a absorção, resistência, adaptação e recuperação de eventos disruptivos. Outros benefícios comuns às microrredes não-críticas, associados à confiabilidade, à QEE e às reduções do custo de energia e das emissões poluentes, também podem ser assumidos pelas MMCs sem prejuízos aos objetivos principais das mesmas.

Figura 2.1 – Mecanismos de resposta de um sistema resiliente a um evento disruptivo.



Fonte: Adaptado de [55].

Com o intuito de aprimorar a resiliência e a segurança cibernética de suas instalações militares, o Departamento de Defesa dos EUA (*US Department of Defense*) executou, durante os anos de 2011 a 2015, o programa SPIDERS (*Smart Power Infrastructure Demonstration for Energy Reliability and Security*). Essa iniciativa envolveu a implementação de três MMCs em diferentes instalações militares da marinha americana (*US Navy*). A primeira microrrede-piloto foi implantada na base conjunta de Pearl Harbor-Hickam, Hawaii (fase 1). Já as demais MMCs foram instaladas, respectivamente, nas bases de Fort Carson, Colorado (fase 2) e de Camp H. M. Smith, Hawaii (fase 3) [56]. Esse programa foi desenvolvido com foco em quatro requisitos operacionais críticos para as microrredes implementadas:

- i. Proteção de ativos críticos contra perdas de energia e ataques cibernéticos;
- ii. Integração e gerenciamento local de DERs para suprir cargas críticas em situações de emergência, e reduzir os custos de energia e o uso de combustíveis poluentes;
- iii. Suporte a operações consideradas críticas durante ausências prolongadas da rede da concessionária de energia local;
- iv. Desenvolver uma metodologia de projeto, instalação e teste de MMCs, e também de decisão de filosofia de segurança cibernética para instalações militares dos EUA.

A diversidade e redundância de fontes foi uma das principais premissas de concepção das microrredes do SPIDERS. Assim, todas as MMCs das fases 1, 2 e 3 são compostas por, pelo menos, três modalidades distintas de DERs cada uma, entre renováveis (principalmente fotovoltaicos) e despacháveis (GMGs a diesel). Ademais, as microrredes das fases 2 e 3 também são compostas por BESS e veículos elétricos. Além disso, a MMC da fase 3 também possui um sistema armazenamento baseado em células combustíveis. A capacidade total da infraestrutura de DERs (3046 kW) da MMC da fase 1 é de cerca de 4,7 vezes superior ao total de cargas críticas (650 kW) da base de Pearl Harbor-Hickam. Já no caso da fase 2 (capacidade total de 9,5 MW considerando geração fotovoltaica, GMGs e BESS), a infraestrutura de DERs supera em

aproximadamente 3,2 vezes a carga crítica³ total da base Fort Carson (6 prédios, totalizando 3 MW). Similarmente, a carga crítica da base Camp H. M. Smith da fase 3 (30 prédios de um total de 10 MW que inclui também as instalações não-críticas) é suprida por DERs de geração e armazenamento que somam 5 MW. As principais conquistas operacionais do programa SPIDERS incluem capacidade de *black start* atendendo as cargas críticas das instalações atendidas, possibilidade de exportar energia para a concessionária local, redução dos custos de energia, transições entre modos *on-grid* e *off-grid* sem interrupção do fornecimento às cargas [55].

A MMC da base Fort Belvoir, do exército dos EUA, foi projetada para reduzir os custos de energia em momentos de pico de tarifa e de execução de missões críticas. Os DERs dessa microrrede (905 kW de GMGs a gás natural, 1600 kW de GMGs a diesel e 16 kW de geração fotovoltaica) possuem uma capacidade total somada de aproximadamente 2,5 MW, e são responsáveis por alimentar uma carga crítica composta por treze prédios. De acordo com relatórios de testes produzidos por fornecedores de componentes dessa MMC, os DERs da mesma são capazes de permitir uma operação resiliente das instalações críticas por, pelo menos, quatorze dias ininterruptos [56]. Após a implantação e realização dos testes de operação, a microrrede de Fort Belvoir foi avaliada como uma solução confiável e resiliente que garante a execução das missões críticas, sendo também considerada um modelo replicável para futuras aplicações de IC das forças armadas norte-americanas [57].

A microrrede da estação aérea do corpo de fuzileiros navais dos EUA (MCAS Yuma) possui dez unidades de GMG a diesel de 2,5 MW cada, totalizando uma capacidade de 25 MW [53], a qual é responsável por atender uma carga total de 15 MW [58]. Assim, tem-se que a infraestrutura de DERs desta microrrede é cerca de 1,7 vezes maior do que a demanda de pico da MCAS Yuma, e que foi aproximadamente 3,2 vezes superior ao consumo médio da instalação em 2019 [59]. Essa assimetria intencional entre geração e consumo foi concebida para garantir a continuidade das missões da estação. Além disso, a microrrede da MCAS Yuma também contribui para a regulação de frequência da rede da concessionária local [53]. Já a microrrede da instalação naval PMRF (*Pacific Missile Range Facility*) em Barking Sands, Hawaii, é composta por uma planta fotovoltaica de 19,3 MW em corrente contínua (CC) e por um BESS de 70 MWh (a capacidade em MW não foi informada pela marinha dos EUA), resultando em uma capacidade total de 14 MW em corrente alternada (CA) responsável por atender uma carga crítica total de cerca de 2,9 MW [58], [59]. Dessa forma, tem-se que a geração supera em cerca de 6,6 vezes a demanda, atendendo aos requisitos de resiliência exigidos pela marinha dos EUA [53].

Outros exemplos de MMCs para aplicações militares relatadas na literatura incluem a base naval de US Navy Guam e o centro de combate de fuzileiros navais de 29 Palms, Califórnia. Essas microrredes aumentaram a resiliência e a segurança energética das instalações atendidas a partir da redundância de fontes de geração [60], [61]. Conforme relatórios de fornecedores, as melhorias recentes na MMC de 29 Palms permitiram o uso mais eficiente dos DERs despacháveis e um melhor aproveitamento dos DERs renováveis, proporcionando fornecimento

³ Entendem-se como cargas críticas aquelas que devem ser supridas sem interrupções para assegurar o sucesso das missões e/ou operações da aplicação.

ininterrupto de energia [62]. A capacidade total de geração dos DERs da MMC de 29 Palms é de aproximadamente 47 MW (32 MW de cogeração, 5 MW de geração fotovoltaica e mais 10 MW de outros DERs), e a demanda registrada em 2019 foi de 41,4 MW.

Similarmente, a MMC do entreposto de fuzileiros navais de Parris Island foi idealizada para garantir uma operação segura, econômica e ininterrupta dessa base militar, mesmo em caso de ocorrência de faltas na rede externa [63]. Os DERs que compõem essa microrrede incluem uma planta fotovoltaica de 5,5 MW, uma planta de cogeração de 3,5 MW (60,000 libras/h) um BESS de 4 MW / 8 MWh e unidades de GMG a diesel de retaguarda (*backup*) de 3,6 MW, além de duas caldeiras de *backup* de 30,000 libras/h [63], [64]. Essa infraestrutura de DERs foi implantada com o propósito de garantir resiliência e segurança energética. Dessa forma, é possível garantir toda a eletricidade e aquecimento requeridos pelo entreposto em caso de perda da rede da concessionária local [65]. Demais exemplos de microrredes para atendimento de infraestruturas críticas incluem sistemas de abastecimento de água [66], sistemas elétricos de potência e redes de comunicação que atendem comunidades localizadas em áreas com alto risco de ocorrência de desastres naturais [67]. Alguns exemplos de MMCs são listados na Tabela I, a qual contém informações sobre os objetivos e funcionalidades pretendidos, a composição da infraestrutura de DERs e as cargas críticas atendidas por cada uma das microrredes listadas. É importante ressaltar que as informações a respeito de microrredes militares tendem a ser limitadas ou possuem certo grau de confidencialidade em razão da natureza das aplicações.

Nota-se dos exemplos listados na Tabela I, e das demais informações sobre as MMCs apresentadas nessa seção, que essas microrredes geralmente são compostas por certa diversidade e/ou redundância de DERs de geração e de armazenamento de energia. Observa-se também que a capacidade total dos DERs das MMCs normalmente tende a ser maior do que o total de cargas críticas atendidas. Essa aparente assimetria intencional entre a infraestrutura de geração local em relação à demanda crítica total, aliada à diversidade e redundância de fontes despacháveis e/ou de *backup*, parece indicar uma tendência de projeto que visa assegurar, principalmente, a resiliência e a segurança energética para as cargas atendidas por essas microrredes. Além disso, essa robustez de fornecimento local em conjunto com a presença de DERs com rápida resposta a variações de carga ou de condições da rede externa, tais como os BESS, e também de DERs baseados em fontes primárias renováveis, também pode proporcionar benefícios de natureza econômica e ambiental geralmente observados em microrredes não-críticas.

Nesse contexto, como será visto mais à frente, tem-se que a microrrede CLA- μ Grid (usada como estudo de caso de implantação das estratégias e metodologias propostas nesta pesquisa) consistirá em uma MMC que deverá não somente atender demandas por resiliência e segurança energética nos cenários de operação mais críticos de missão do CLA, mas também contribuir para a redução dos custos de energia e das emissões poluentes durante os ciclos de trabalho anuais da base de lançamento. A infraestrutura de DERs dessa microrrede foi idealizada seguindo as mesmas premissas observadas nos exemplos de MMCs militares apresentadas nessa seção: diversidade e redundância de fontes (principalmente despacháveis) com capacidade total superior à demanda a ser atendida de forma a proporcionar resiliência, segurança energética e operação autônoma *off-grid*. Aliado a isso, a CLA- μ Grid também contará com um DER renovável (planta fotovoltaica) para a obtenção dos benefícios econômicos e ambientais pretendidos durante os períodos de operação não-críticos da base.

Tabela I – Exemplos de microrredes empregadas em aplicações de IC ao redor do mundo: objetivos, funcionalidades e demais informações.

Microrrede	Objetivos e Funcionalidades	Infraestrutura de DERs	Cargas Críticas
MMC de Pearl Harbor-Hickam, Hawaii (SPIDERS fase 1) [55]	- Integração e gerenciamento de DERs renováveis e despacháveis para operação autônoma <i>off-grid</i> e para injeção de potência na rede em <i>on-grid</i>; - Execução de <i>black start</i> para reenergização de todas as instalações críticas da base.	1 planta fotovoltaica de 146 kW; 5 turbinas eólicas (total de 50 kW); 2 GMGs a diesel (1600 kW e 800 kW).	650 kW das instalações da base.
MMC de Fort Carson, Colorado Springs (SPIDERS fase 2) [55]	- Garantir energia às cargas mesmo em caso de perda da rede da concessionária; - Redução significativa do uso de diesel (incluiu também a aquisição e uso de 5 veículos elétricos com capacidade de V2G [68]).	1 planta fotovoltaica de 2 MW; 3 GMGs a diesel (total de 3 MW); 1 BESS de 4,5 MW / 8,5 MWh.	Sete prédios que representam 2,3% da carga total de 28 MW da base.
MMC de Camp H. M. Smith, Hawaii (SPIDERS fase 3) [55]	- Operação autônoma <i>off-grid</i> de forma segura; - Funcionalidades de gerenciamento do lado da demanda; - Proporcionar serviços auxiliares para a concessionária local.	1 planta fotovoltaica de 1,5 MW; 4 GMGs a diesel (2 de 725 kW); 2 BESS (250 kW / 75 kWh cada);	Trinta prédios que representam uma parcela da carga total de 10 MW da base.
MMC de Fort Belvoir, Virginia, EUA [56]	- Reduzir custos operacionais; - Garantir resiliência durante eventos de ilhamento.	3 GMGs fixos a gás natural (total de 905 kW); 4 GMGs móveis a diesel (total de 1,6 MW); 1 Planta fotovoltaica de 16 kW.	13 prédios da base de Fort Belvoir.
Microrrede isolada do entreposto de fuzileiros navais de Parris Island, South Carolina, EUA [63]	- Proporcionar fornecimento de energia confiável e segura para as cargas atendidas; - Reduzir custos operacionais de funcionamento do entreposto; - Amortecer as variações de preço das commodities consumidas no entreposto; - Garantir resiliência energética em operações críticas de treinamento.	1 Planta fotovoltaica de 5,5 MW (6,7 MW CC [64]); 1 Planta de cogeração baseada em gás natural de 3,5 MW (60,000 libras/h); 1 BESS de 4 MW / 8 MWh; - GMGs a diesel (total de 3,5 MW); 2 caldeiras de <i>backup</i> de 30,000 libras/h.	3,5 MW de prédios e instalações locais do entreposto.
Microrrede isolada da base de pesquisa avançada de Showa, na Antártica, de propriedade do governo do Japão [69]	- Suprimento contínuo de energia para todas as instalações da base; - Operação ininterrupta a partir do uso da célula combustível.	3 GMGs a diesel (total de 100 kW); 1 planta fotovoltaica de 100 kW; 5 turbinas eólicas (total de 20 kW); - Células combustíveis de óxido sólido (capacidade total de 100 kW).	Todas as instalações da base de pesquisa de Showa.
Microrrede MCAS Yuma, Arizona, EUA [53]	Garantir a operação contínua das missões da marinha dos EUA.	10 unidades de GMG de 2,5 MW (total de 25 MW).	15 MW correspondente ao pico de carga da MCAS Yuma.
Microrrede da estação naval dos EUA na Baía de Guantanamo, Cuba [70], [71]	Proporcionar resiliência, confiabilidade e eficiência energética para a estação.	1 planta de cogeração de 24 MW; 6 GMGs a diesel de 3,5 MW; 2 GMGs a gás natural de 2 MW; - Geração fotovoltaica total de 15 MW; 4 turbinas eólicas de 0,95 MW; 1 turbina a vapor de 10 MW; - BESS total de 8 MW / 4MWh.	Total de aproximadamente 20,3 MW.
Sistema ABB onboard [72]	- Garantir fornecimento de energia em ambientes marítimos isolados; - Aplicações de embarcações a propulsão.	Múltiplas fontes híbridas de geração: - GMGs a diesel e a gás; - BESS; - Células combustível.	Todas as cargas de uma embarcação marítima a propulsão.

2.2. Sistema de Gerenciamento de Energia de uma Microrrede

Os objetivos de uma microrrede são operacionalizados pelo EMS, que engloba funcionalidades de monitoramento, operação coordenada e despacho de DERs, QEE, serviços auxiliares e interação com o gerenciador da rede (DSO ou DMS – *distribution management system*), e com o mercado de energia (EMO – *energy market operator*) [35]. O EMS deve implementar estratégias de tomada de decisão em tempo real de gerenciamento de ativos de forma implementar os objetivos pretendidos [73]. Outras nomenclaturas análogas desse sistema são controlador supervisorio da microrrede (MGSC – *microgrid supervisory controller*) e controlador central da microrrede (MGCC – *microgrid central controller*) [35].

Na prática, considerando a existência de uma sala física ou de terminais de acesso para intervenção por parte do operador, recursos de controle supervisorio e de aquisição de dados (SCADA – *supervisory control and data acquisition*) podem ser empregados para o comando e supervisão dos ativos da microrrede [11]. A interface SCADA pode se comunicar com controladores lógicos programáveis (CLPs), multimedidores, *drivers*, atuadores e demais dispositivos de comando, força, manobra e proteção a partir de uma infraestrutura constituída para tal. Assim, sob a ótica de supervisão e gerenciamento dos componentes da microrrede, as principais funções de um EMS são [13], [29]:

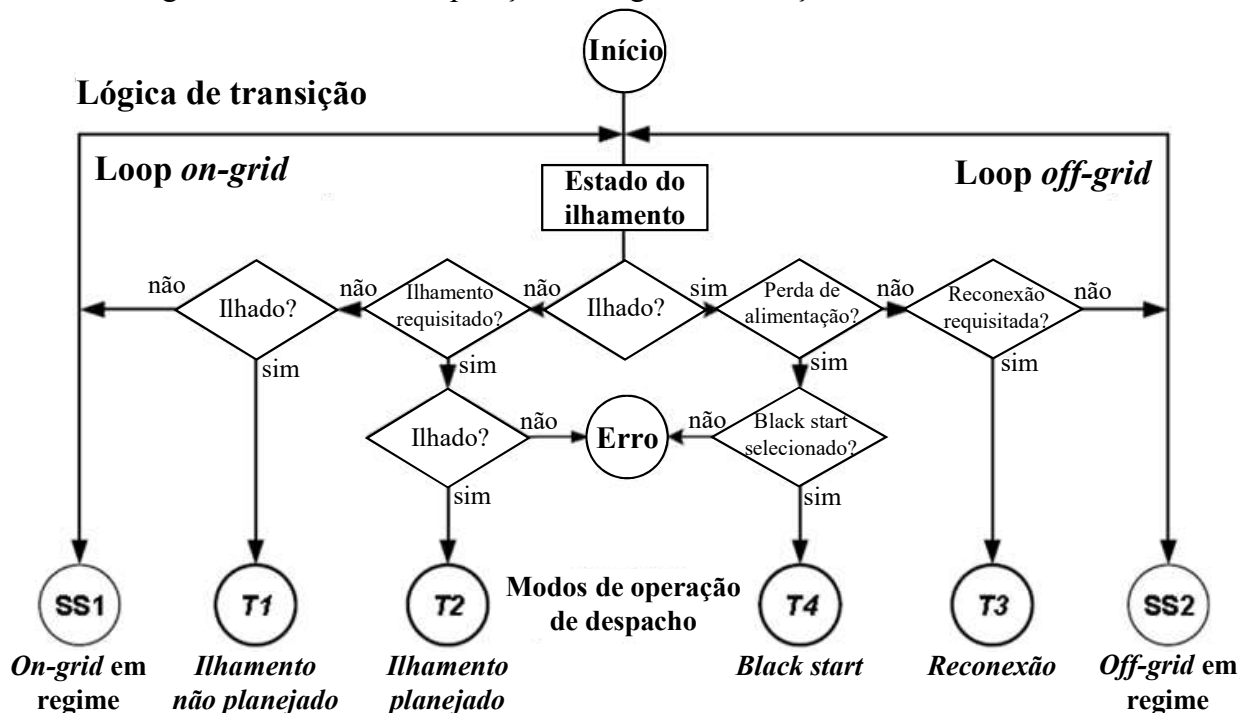
- I. Previsão da geração: coleta e análise de dados meteorológicos, monitoramento das fontes primárias dos DERs de geração, estado de carga dos DERs de armazenamento, medição e histórico do consumo, solicitações da rede externa, etc.;
- II. Plano de geração: geração e execução de planos de despacho dos DERs (dia-a-dia, intradiário, dia seguinte, etc.) baseado em dados de previsão e características da geração e da demanda, da operação em tempo real da microrrede e de restrições operacionais. Participação no mercado de energia;
- III. Gerenciamento dos DERs: monitoramento dos níveis de combustível, do estado de carga e da disponibilidade de fontes intermitentes. Definição de fontes prioritárias e de sequências de acionamento, status de disponibilidade operacional e planos de manutenção. Visualização de avisos, alarmes, indicações de falha, incluindo estatísticas e relatórios em tempo real de uso e desempenho dos DERs;
- IV. Gerenciamento da demanda: classificação, monitoramento em tempo real e previsão de demanda. Estratégias de reconfiguração e de corte de carga definidas para diferentes condições operativas, conforme requisitos estabelecidos de confiabilidade, segurança, economia, etc.;
- V. Análises estatísticas e avaliações: operação dos DERs, perfil de consumo das cargas e de conservação de energia, fluxos de energia internos e trocas com a rede externa, confiabilidade, QEE, custos e ganhos econômicos, operacionais, ambientais, etc.;
- VI. Função *web*/interface: pesquisa, exibição e download de dados, estatísticas, relatórios, telas de monitoramento e gráficos, conforme os níveis de acesso e/ou autoridade estabelecidos, incluindo filtragem de informações.

Do ponto de vista da operação em tempo real e do gerenciamento dos fluxos de energia, as funcionalidades do EMS incluem [74]:

- Gerenciamento dos modos de operação: integração e suavização de DERs intermitentes. Gerenciamento do lado da demanda e provimento de serviços auxiliares no modo *on-grid*. Manutenção do balanço de energético e da QEE no modo *off-grid*. Regras de despacho dos DERs em ambos os modos;
- Controle de potência ativa: gerenciamento da potência ativa injetada pelos DERs para alimentar as cargas e manter a estabilidade da frequência;
- Controle de potência reativa: gerenciamento da potência reativa injetada e do fator de potência dos DERs. Fornecer os valores de referência (*setpoints*) dos equipamentos que atuam na compensação da energia reativa;
- Gerenciamento das transições entre modos *on-grid* e *off-grid* de modo suave, ou seja, sem interromper a alimentação das cargas (*seamless transition*) [12];
- Black start*: reenergização da microrrede em modo *off-grid* após desligamento total;
- Identificação de faltas: monitorar a atuação de dispositivos de proteção a fim de identificar possíveis desligamentos, atuações indevidas, falhas de abertura, etc.

Uma visão geral dos modos de operação em regime permanente e das transições de uma microrrede que devem ser gerenciados pelo EMS é mostrada na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Modos de operação em regime e transições de uma microrrede.

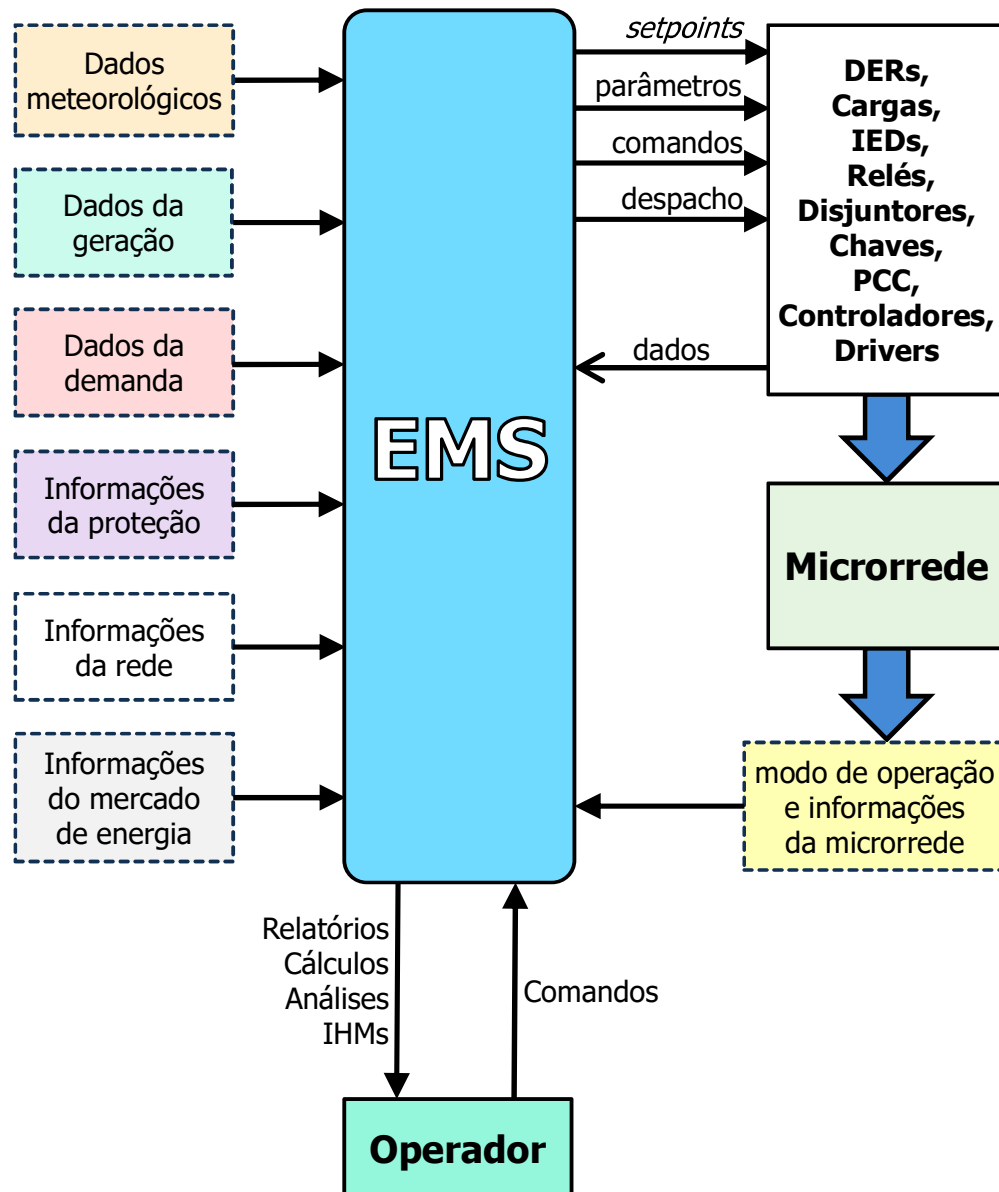


Fonte: Adaptado de [12].

A lógica básica de tomada de decisão que deve ser atendida pelo EMS para a execução das transições (*T1*, *T2*, *T3* e *T4*), programadas ou não, entre os modos em regime (*SS1*: *on-grid* e *SS2*: *off-grid*) é mostrada na Figura 2.2. As regras de despacho para cada um dos modos de

operação também são definidas pelo EMS. Um diagrama de blocos ilustrando de forma gráfica e simplificada as funcionalidades e a atuação do EMS de uma microrrede é mostrado na Figura 2.3. Nota-se dessa figura que o EMS exerce um papel central para a microrrede como um todo, comunicando-se com os demais sistemas que compõem a mesma e com a rede externa, recebendo comandos e fornecendo informações solicitadas pelo operador.

Figura 2.3 – Diagrama conceitual simplificado do EMS de uma microrrede.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Assim, algumas das funcionalidades que o EMS pode assumir em prol dos objetivos de uma microrrede incluem:

- Integração de DERs renováveis e suavização da geração (*capacity firming*): gerenciamento coordenado dos DERs para compensar a variabilidade das fontes intermitentes, garantindo o balanço energético;

- Capacidade de geração local: a partir da geração dos DERs, alimentar as cargas locais e reduzir a compra de energia da concessionária. Isto também pode contribuir para a diminuição do carregamento dos condutores da rede, adiando a necessidade de reestruturação das linhas;
- Arbitragem de energia: deslocamento dos intervalos de maior exigência por energia do alimentador externo de um período de alta demanda local para outro de baixa demanda local da microrrede, ou de um período de tarifa de energia mais cara para outro de tarifa mais barata com base em parâmetros pré-definidos. Nesse caso, o EMS pode agir das seguintes formas:
 - Importação de energia da concessionária em períodos de tarifa mais barata para armazenamento e uso posterior em períodos de tarifa mais cara, ou;
 - Armazenamento do excesso de energia dos DERs renováveis para posterior uso em períodos de tarifa mais cara (*renewables shifting*).
- *Peak shaving* (ou corte/redução de pico de demanda): similar à arbitragem de energia, porém com motivação mais técnica do que econômica. Nesse caso, a energia dos DERs é usada para suprir picos de demanda local e, consequentemente, restringir o consumo de energia da rede externa;
- Reserva girante: uso dos DERs para alimentar cargas próximas em caso de perda parcial ou total da rede externa. Para tal, os DERs devem ser capazes de responder rapidamente (*i.e.*, em poucos milissegundos) às interrupções ou perdas de capacidade da rede externa;
- Acompanhamento de carga (*load following*): uso dos DERs despacháveis para compensar desbalanceamentos entre a energia produzida e o que é exigido pelas cargas da microrrede, evitando consumir energia da rede externa;
- Suporte de tensão: gerenciamento do fator de potência dos DERs para que estes forneçam parte da potência reativa requerida pelas cargas locais, ajudando a reduzir o carregamento sobre os condutores e manter o perfil de tensão da rede dentro dos limites exigidos pela regulação vigente;
- Regulação de frequência: gerenciamento da potência ativa injetada pelos DERs para corrigir desvios de frequência na rede ocasionados por variações na geração e/ou na carga.
- Operação *off-grid*: garantir a operação autônoma com a microrrede desligada da rede convencional (dispositivo de conexão/desconexão do PCC aberto), gerenciando os DERs para produzir as referências de tensão e frequência necessárias à rede interna e para suprir adequadamente as cargas locais;
- *Black start* ou serviço de autorrestabelecimento.

Para o atendimento dessas e de outras funcionalidades, o EMS deve gerenciar a forma de despacho dos DERs e as funções desempenhadas pelos conversores de interconexão destes com a rede, os quais podem ser formadores de rede (CFRs), alimentadores de rede (CARs) ou de suporte à rede (CSRs). OS CFRs fornecem as referências de frequência e tensão da rede,

geralmente estão associados a um DER despachável, e são usados nessa função quando a microrrede está *off-grid*. Os CARs fornecem potência a uma rede energizada. Referências de tensão e frequência são dadas pela rede em modo *on-grid*, ou por um CFR em modo *off-grid*. Já os CSRs injetam ou absorvem potência com o objetivo de auxiliar no suporte de tensão e/ou na regulação de frequência. Dependendo da função do conversor, o mesmo pode operar em modo de controle de tensão ou de corrente. Caso o conversor esteja operando como CAR ou CSR, ele irá trabalhar com controle de corrente. Já um conversor CFR opera com controle de tensão. DERs renováveis geralmente atuam como CARs, e DERs despacháveis como BESS ou grupos motor-gerador (GMGs) podem atuar tanto como CFRs ou como CAR e CSR. Entretanto, os BESS possuem algumas vantagens técnicas como será visto a seguir.

2.2.1. Papel dos Sistemas de Armazenamento

É possível classificar as tecnologias de armazenamento de energia em cinco categorias, conforme a fonte primária [31], [33], [20], [28]:

- Elétricas: supercapacitores, supercondução magnética, etc.;
- Mecânicas: *Flywheel*, ar comprimido, por bombeamento, gravitacionais, etc.;
- Térmicas: armazenamento cerâmico térmico, fluido térmico, sal fundido, etc.;
- Químicas: gás natural sintético, célula combustível de hidrogênio, etc.;
- Eletroquímicas: baterias chumbo-ácido, íon-lítio, fluxo de vanádio, etc.

Dentre essas categorias, os BESS são atrativos para atuação como DERs despacháveis de microrredes por possuírem determinadas características de desempenho nas seguintes situações [29], [30]:

- i. No fornecimento de potência ativa e na regulação de frequência: flexibilidade e rapidez de rampa de carga e descarga, resposta inercial rápida a solicitações da carga, resposta rápida a variações de frequência na rede;
- ii. No fornecimento de potência reativa e no suporte de tensão: Rápida resposta a solicitações de injeção de potência reativa, capacidade de suporte de tensão a outros DERs durante a execução de *black start*.

Dessa forma, alguns eventos ou condições indesejadas típicos de microrredes e de redes de distribuição podem ser contornados pela atuação de um BESS, tais como intermitência dos DERs renováveis, flutuações entre geração e demanda, perturbações na tensão e na frequência, perda da rede externa e carregamento excessivo dos condutores da rede. Um resumo das funcionalidades do EMS de uma microrrede que podem ser executadas por meio do gerenciamento de um BESS é apresentado na Tabela II. Essas funcionalidades podem ser classificadas em quatro categorias: fornecimento local de energia, serviços auxiliares, gerenciamento do lado da demanda e apoio à infraestrutura da rede externa.

Assim, um BESS pode ser fundamental na execução de funcionalidades relacionadas à confiabilidade e à resiliência energética, tais como *black start*, *load following* e reserva girante. A correta execução do *black start*, por exemplo, pode representar um desafio operacional para o EMS, para a proteção e para o DER formador da rede *off-grid*. Isto se dá especialmente caso esta

última seja composta por equipamentos que demandam correntes de *inrush*. Nesse sentido, a presença de DERs despacháveis com respostas rápidas a comandos do EMS pode ser imprescindível para atender às demandas operacionais de determinadas aplicações, tais como setores de IC.

Tabela II – Funcionalidades do EMS que podem ser executadas pelo gerenciamento do BESS.

Categoria	Funcionalidades
Fornecimento local de energia	• Capacidade de geração local; • <i>Capacity firming</i>; • Operação <i>off-grid</i>; • <i>Black start</i>.
Serviços auxiliares (<i>ancillary services</i>)	• Regulação de frequência; • Suporte de tensão; • Reserva girante.
Gerenciamento do lado da demanda (<i>demand response</i>)	• Arbitragem de energia; • <i>Peak shaving</i>; • <i>Load following</i>.
Apoio à infraestrutura da rede externa	• Alívio no congestionamento dos condutores; • Adiamento da reestruturação das linhas.

Fonte: [28], [30].

2.2.2. EMS na Hierarquia de Controle

O sistema de controle de uma microrrede pode ser definido como o conjunto das funções que garantem que a mesma opere como uma entidade autônoma [32]. Segundo a norma IEEE Std 2030.7 [12], esse sistema microrrede deve possuir funcionalidades para os cenários de operação regular em *on-grid* e em *off-grid*, transições, execução de serviços auxiliares e de participação no mercado de energia (quando aplicável).

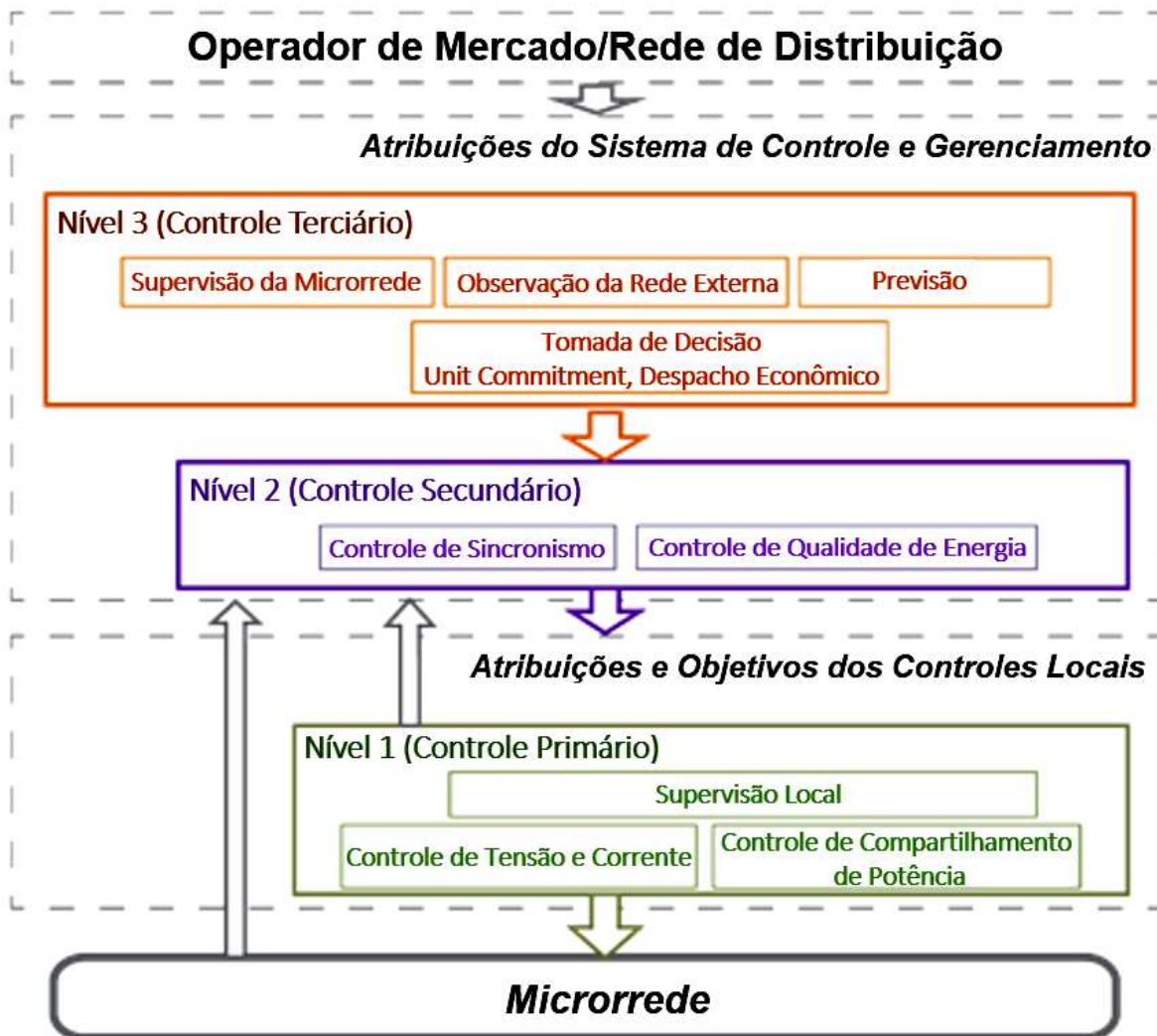
Entretanto, algumas funções de natureza mais técnica (e.g., compartilhamento de carga, injeção de potência, sincronismo, proteções, etc.) em nível de dispositivo, *i.e.*, chaves, conversores, IEDs, relés de proteção, GMGs, controladores, etc., são intrínsecas e/ou exclusivas desses dispositivos. A atuação dessas funções deve ser supervisionada por camadas superiores da estrutura hierárquica de controle. Tal estrutura é geralmente composta por três níveis, os quais são descritos a seguir [32], [12], [74], [75]. Um exemplo ilustrativo dessa estrutura é mostrado na Figura 2.4.

Nível 1 – Controle Primário: funções executadas diretamente pelos ativos da microrrede (funções em nível de dispositivo). Garantem a operação segura e estável do ativo. A ordem de execução geralmente provém de elementos de níveis mais elevados na forma de *setpoints*.

Nível 2 – Controle Secundário: envolve funções de controle local, tais como regras de despacho e execução de transições, controle da QEE, sincronização e trocas de energia com a rede externa, etc. Também é responsável pela estabilidade dos níveis de frequência e tensão e pelo gerenciamento dos recursos de forma a atender às demandas da microrrede, tais como confiabilidade, segurança energética, etc.

Nível 3 – Controle Terciário: funções de supervisão da microrrede relacionadas com o mercado de energia. Usa algoritmos de operação do sistema de potência, coletando e processando informações para tomar ações apropriadas aos objetivos de mercado.

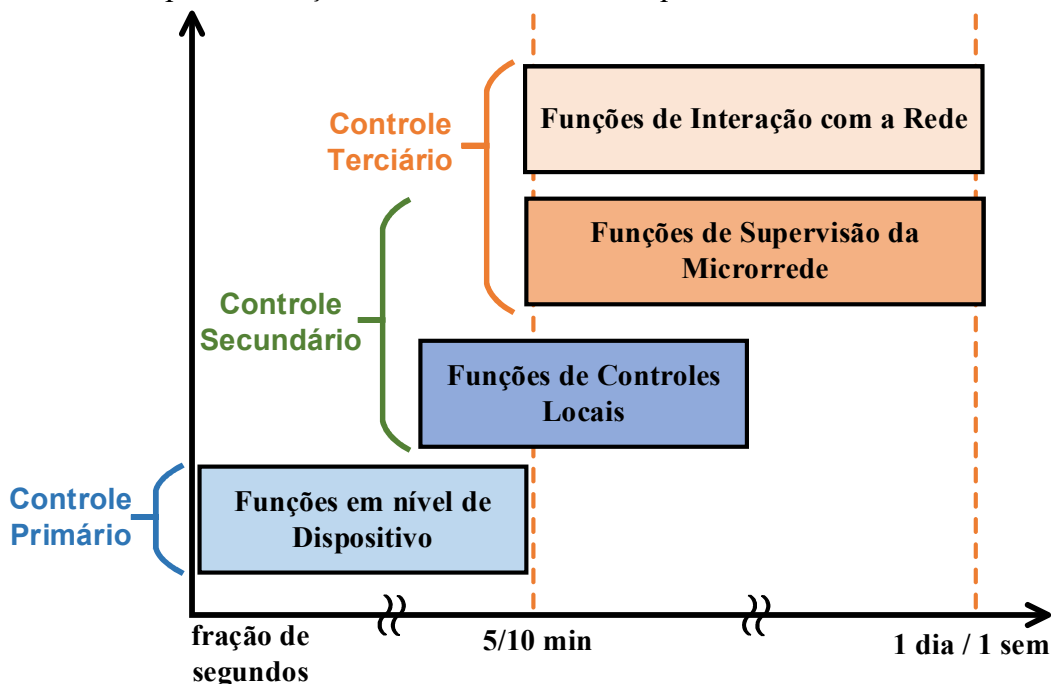
Figura 2.4 – Hierarquia de controle de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de [35].

Nota-se da Figura 2.4 que as funções dos níveis secundário e terciário são desempenhadas pelo EMS, o qual envia os *setpoints* de controle de tensão e de corrente, e também de compartilhamento de potência entre DERs. O EMS também recebe informações de status dos controladores locais do nível primário. O termo *Unit Commitment* está relacionado ao plano de geração, *i.e.*, às decisões de utilização e despacho dos DERs. Uma comparação entre as faixas de tempo de atuação de cada nível da hierarquia de controle é mostrada na Figura 2.5.

Figura 2.5 – Tempos de atuação de cada nível da hierarquia de controle de uma microrrede.



Fonte: Adaptado de [12].

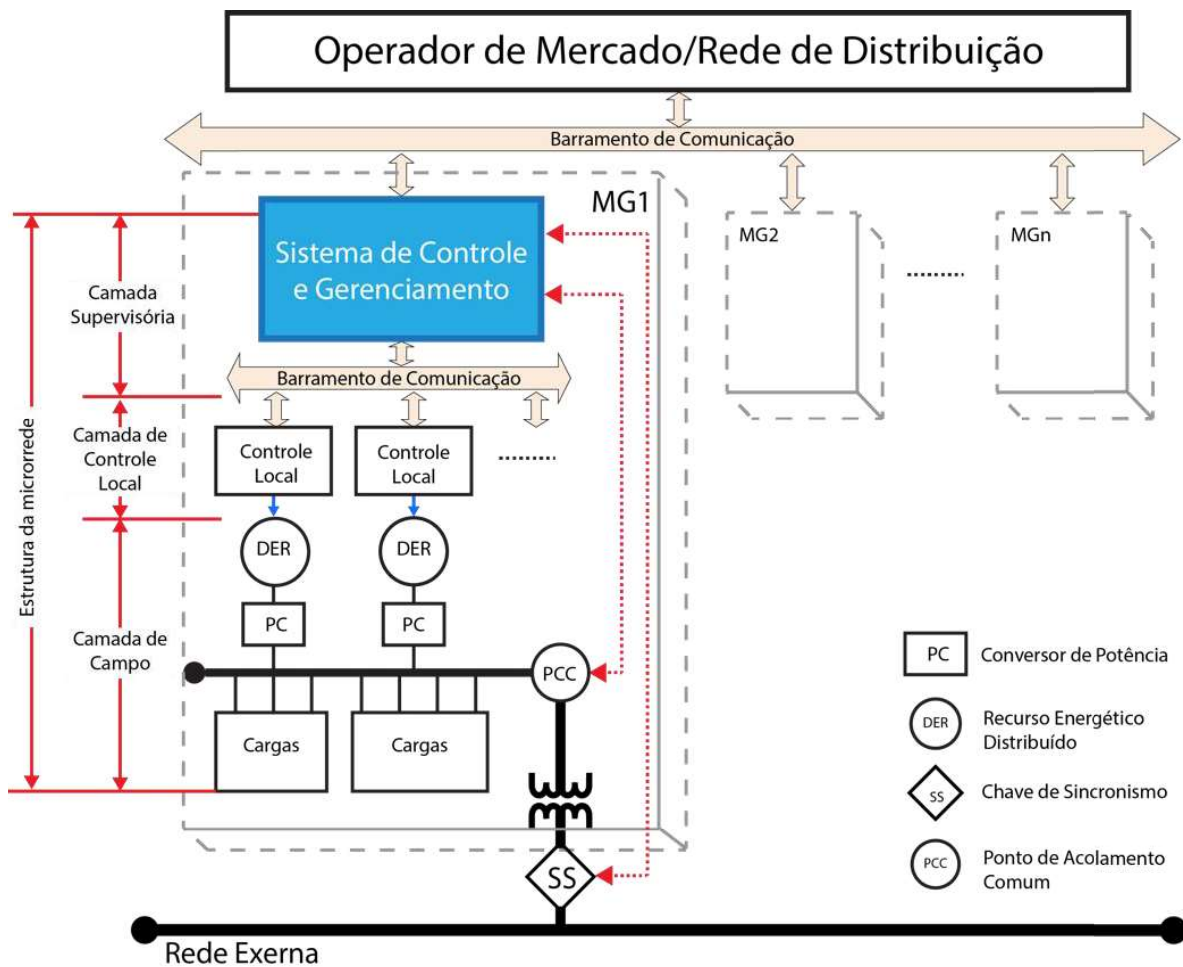
2.2.3. Revisão da Literatura sobre EMS

As funcionalidades atualmente atribuídas ao EMS foram inicialmente caracterizadas nos níveis mais altos de uma estrutura hierárquica de cinco níveis proposta em [76], no ano de 2011. Tal estrutura é baseada em uma adaptação do padrão ANSI/ISA-95, destinado à interface entre funções de controle e demais funções gerenciais para aplicações de automação industrial [77]. Uma estrutura hierárquica de controle de microrredes em três níveis é apresentada em [78], na qual as camadas secundária e terciária são respectivamente responsáveis por compensar desvios de tensão e frequência, e por garantir a operação economicamente ótima a partir do controle dos fluxos de energia. Já em [79] a sigla EMS aparece associada às funcionalidades do nível secundário (controle interno da microrrede), as quais incluem o controle de despacho de DERs, corte de carga, tensão, frequência e potências (ativa e reativa). Além disso, o gerenciamento dos planos de geração, o monitoramento da estabilidade interna e a execução do *black start* também aparecem como funções do nível secundário.

O EMS como controle secundário também é apresentado em [24], no qual a arquitetura centralizada (dados concentrados em um MGCC) e a descentralizada (não há um MGCC e os dados estão distribuídos em vários controladores locais) aparecem como opções de comunicação do EMS com os ativos gerenciáveis. Assim, o EMS é entendido em [24] como responsável pelos *setpoints* de compartilhamento de carga entre os DERs, e pela correção dos desvios de tensão e frequência produzidos na rede pelo controle primário. Em [35] também é apresentada uma estrutura de controle em três camadas, a qual é mostrada na Figura 2.6. Porém, em [35], o EMS aparece na camada mais elevada (supervisória), realizando as funções de um sistema SCADA

que incluem manutenção de QEE, participação no mercado de energia e trocas de energia com outras microrredes adjacentes (MG2 a MGn na Figura 2.6).

Figura 2.6 – Estrutura geral de controle de uma microrrede (EMS na camada mais elevada).



Fonte: Adaptado de [35].

Em [11], o EMS é definido como uma ferramenta computacional responsável por monitorar, analisar e prever a geração dos DERs, o consumo das cargas, os preços do mercado de energia e dos serviços auxiliares, e as condições climáticas. Módulos de monitoramento de DERs e cargas, interfaces homem-máquina (IHMs), módulos SCADA, dentre outros, contribuem para a implementação das estratégias de atuação e para o envio dos comandos e *setpoints* para cada ativo de geração, armazenamento e consumo de energia.

Dessa forma, para atingir os objetivos da microrrede, o EMS pode fazer uso de diversas estratégias de tomada de decisão para otimização dos fluxos de energia. As estratégias de atuação de EMS que vêm sendo propostas recentemente incluem [11], [35], [80], [81], [82], [83]:

- Sistemas baseados em regras [84], [85], [86], [87], [88], [89], [90], [91], [92], [93], [94], [95];
- Programação linear, não-linear e de otimização inteira mista [96], [97], [98], [99];
- Métodos estocásticos [100], [101];
- Inteligência artificial e aprendizado de máquina [102], [103];

- Meta-heurísticas e algoritmos evolutivos [73], [104];
- Programação dinâmica [82], [105];
- Modelo de controle preditivo (MPC) [86], [106];
- Sistemas multiagentes [103], [107].

O EMS pode fazer uso de uma ou mais dessas abordagens em conjunto para desempenhar as suas respectivas funcionalidades de forma a proporcionar uma operação econômica, eficiente, segura e sustentável da microrrede [80]. As estratégias baseadas em regras são as que demandam menor esforço computacional para sua execução [11], [84].

2.2.3.1. EMS baseados em Regras

O foco da pesquisa apresentada neste documento é em sistemas de gerenciamento baseados em regras do tipo MGCC, ou seja, que atuam baseados em arquiteturas centralizadas de comunicação e controle [11]. Tais arquiteturas permitem a possibilidade de alcance de soluções ótimas globais, uma vez que o controlador central deve ter acesso às informações de todos os componentes controláveis da microrrede para dispor de uma visão geral e realizar a tomada de decisão considerando a situação do sistema como um todo, caso o sistema de gerenciamento tenha sido projetado adequadamente. Além disso, as informações privadas e confidenciais podem ser concentradas e protegidas em uma única unidade central, que corresponde justamente ao MGCC, sem que haja a necessidade de compartilhamento e/ou distribuição de dados sigilosos entre vários controladores locais descentralizados que, porventura, venham a se comunicar entre si ou não [35]. Porém, isto se dá ao custo de um maior esforço computacional e de uma maior dificuldade de expansão/escalabilidade [32]. Ademais, esta arquitetura de gerenciamento implica em um único ponto de falha, ou seja, caso ocorra um problema no MGCC, isto pode comprometer a operação da microrrede como um todo. Assim, considerando estes fatores, tem-se que um EMS centralizado pode representar uma solução atrativa para microrredes de pequeno porte, nas quais uma arquitetura que possua um único gerenciador central possa ser implementada e operacionalizada com um baixo custo de comunicação e de processamento de dados. A possibilidade de concentrar e proteger informações consideradas sigilosas em um único ponto também pode ser atrativa para aplicações que exijam o máximo de confidencialidade, tais como instalações militares.

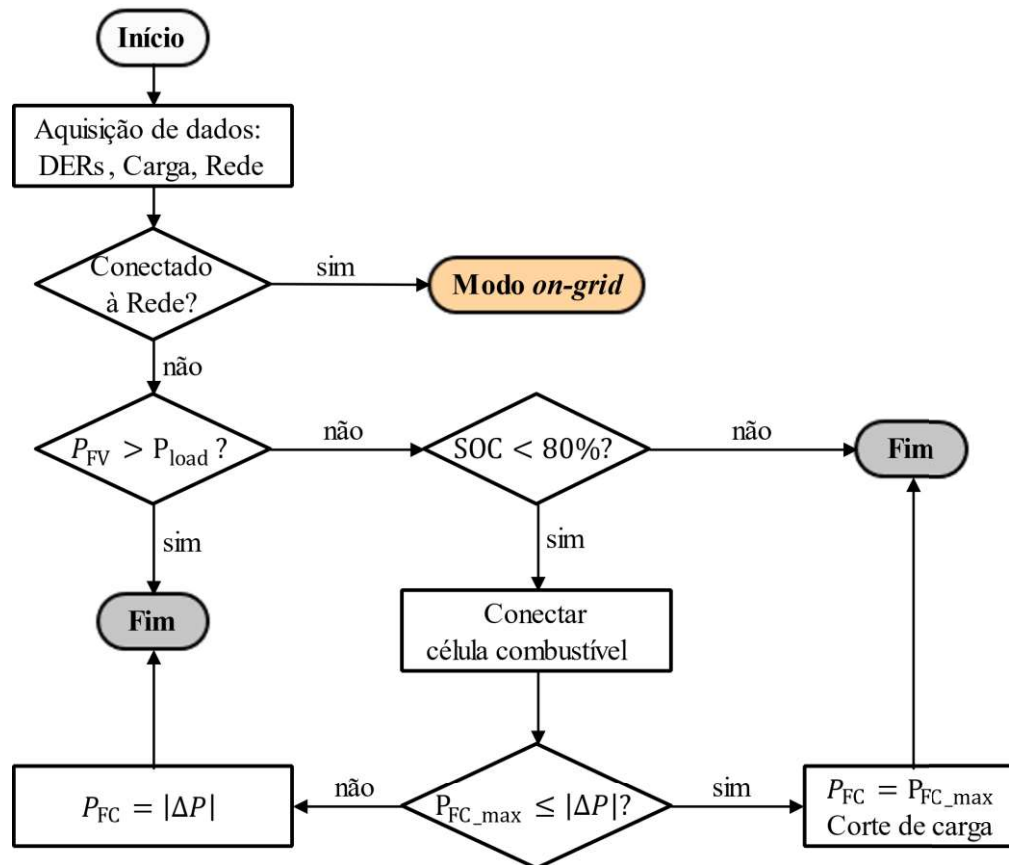
Um EMS baseado em regras (RBEMS – *rule-based EMS*) usa lógicas pré-definidas de alocação os recursos da microrrede para que a energia produzida e/ou armazenada pelos DERs seja despachada adequadamente. Essas estratégias de atuação seguem uma árvore de decisões baseadas nos estados dos componentes da microrrede e nas definições do operador para determinar os *setpoints* dos ativos gerenciáveis. Algoritmos de decisão baseados em regras não necessitam de informações de estados futuros para a sua implementação para uma aplicação em tempo real. Os RBEMS são os mais comumente encontrados nas soluções do mercado de controle e gerenciamento de microrredes atualmente [90]. Os principais motivos são a robustez das estratégias adotadas e o uso de lógicas simples (vide exemplo da Figura 2.7) que requerem esforço computacional reduzido para determinação dos *setpoints* [85], [88]. Isto é benéfico para sistemas do tipo MGCC. Os RBEMS são soluções atrativas para aplicações de pequeno porte, nas quais todos os possíveis cenários de operação podem ser previamente mapeados, como é o

caso da microrrede CLA- μ Grid, objeto de estudo da pesquisa apresentada neste documento. Essa MMC possuirá uma infraestrutura centralizada de comunicação para a atuação de um RBEMS que deverá gerenciar objetivos de natureza operacional, econômica e ambiental. A seguir são discutidas as propostas para EMS centralizados baseados em regras presentes na literatura.

O RBEMS proposto em [84] usa uma estratégia mestre-escravo para gerenciar uma microrrede composta por uma planta fotovoltaica, um sistema de armazenamento por célula de combustível e um BESS. O objetivo principal é manter o máximo de cargas alimentadas durante o maior tempo possível. Em modo *on-grid*, a rede externa funciona como mestre, fornecendo as referências de tensão e frequência no PCC. Já no modo *off-grid*, o BESS assume o papel de mestre e os demais DERs se comportam como escravos. Entretanto, essa estratégia não considera funcionalidades de gerenciamento do lado da demanda (e.g., arbitragem de energia, *peak shaving*, etc.), serviços auxiliares (e.g., reserva girante, *black start*, etc.), ou ações para contingências de geração, o que pode ser crítico para o objetivo pretendido em caso de perda do BESS no modo *off-grid*.

Um fluxograma representativo das ações de gerenciamento em modo *off-grid* do RBEMS proposto em [84] é mostrado na Figura 2.7. As variáveis P_{FV} , P_{FC} , P_{FC_max} , e SOC representam, respectivamente, as potências fornecidas pela planta fotovoltaica e pelas células combustíveis, a capacidade máxima de fornecimento de potência das células combustíveis e o estado de carga do BESS. Já as variáveis P_{load} e ΔP representam a demanda total de potência da carga e a carga restante a ser suprida pelas células, respectivamente.

Figura 2.7 – Fluxograma da atuação do RBEMS de [84] no modo *off-grid*.



Fonte: Adaptado de [84].

Nota-se da Figura 2.7 que a estratégia de [84] não considera várias ações de gerenciamento necessárias para a manutenção da estabilidade da microrrede e para o despacho adequado dos DERs em modo *off-grid*. Não são previstas, por exemplo, ações para gerenciamento do excedente de geração da planta fotovoltaica ($P_{FV} > P_{load}$), tais como absorção deste excedente para carregar os sistemas de armazenamento, e para o caso de o BESS estar totalmente carregado (SOC = 100%). A ausência de ações desta natureza pode prejudicar a manutenção do balanço dinâmico de potência da microrrede em modo *off-grid*, necessário para a manutenção da estabilidade da mesma neste modo de operação.

O RBEMS proposto em [85] tem como principal objetivo manter a estabilidade de uma microrrede *off-grid* composta por DERs renováveis de geração e por um BESS. O RBEMS coordena o controle dos conversores dos DERs de forma a manter o balanço energético por um algoritmo de tomada de decisão em tempo real. Em caso de excesso de geração e BESS totalmente carregado, restrições são aplicadas aos DERs renováveis. Já em caso de geração inferior à carga e BESS com SOC baixo, opta-se por corte de carga. Porém, esse RBEMS não considera o gerenciamento de mais de um DER despachável em caso de perda do BESS, nem uma estratégia de priorização de cargas críticas.

O RBEMS proposto em [86] usa controle preditivo em conjunto com uma estratégia baseada em regras cujos objetivos são reduzir os custos de compra de energia e manter o balanço energético interno de uma microrrede que opera apenas em modo *on-grid*. Regras do tipo ‘se-então-senão’ (*if-then-else*) são usadas para determinar decisões sobre o despacho dos DERs, e dois modelos preditivos da microrrede com estados e períodos de amostragem distintos são usados para reduzir o esforço computacional do processo de otimização da tomada de decisão. Entretanto, não são previstas ações em caso de perda da rede externa, transições programadas ou não para o modo *off-grid*, ou de melhoria da confiabilidade ou resiliência energética.

O EMS proposto em [87] usa um sistema *fuzzy* de regras de inferência para otimizar o uso do BESS de uma microrrede que opera apenas em modo *on-grid*, com objetivos de reduzir a compra de energia nos períodos de tarifa mais cara e suprir picos de demanda. São definidas regras de arbitragem de energia, corte de carga e *peak shaving* para tal. Porém, não são previstas quaisquer ações relacionadas a serviços auxiliares, resiliência ou confiabilidade.

Em [88] é proposto um RBEMS para microrredes que operam em modo *on-grid*, compostas por plantas fotovoltaicas e BESS, cujos objetivos são executar *peak shaving* e prover reserva de emergência de forma a otimizar o consumo de energia da rede externa, reduzindo assim os custos. Para tal são empregados algoritmos para rastreamento máximo ponto de potência (MPP), controle da potência injetada pelo BESS para atendimento a picos de demanda, controle de inversores fotovoltaicos e escolha de modos de gerenciamento baseados nas tarifas de energia. Não há previsão de funcionalidades relacionadas à operação *off-grid*, à confiabilidade ou à resiliência energética. Esse RBEMS também não prevê o gerenciamento de outros DERs despacháveis além do BESS.

Em [89] é proposto um RBEMS otimizado por um algoritmo de inteligência de enxame baseado no comportamento dos gafanhotos na natureza (GOA – *grasshopper optimization algorithm*) para uma microrrede *off-grid* com DERs renováveis (fotovoltaico e eólico) e despacháveis (BESS e GMG). A estratégia proposta busca priorizar o uso dos DERs renováveis

para minimizar os custos de energia e maximizar a confiabilidade. Uma vez que a microrrede a ser gerenciada opera apenas em *off-grid*, o excedente de energia gerada pelos DERs renováveis será perdido caso o BESS esteja totalmente carregado. Então, possíveis ganhos econômicos e ambientais com a injeção desse excedente na rede externa não poderão ser obtidos.

O RBEMS proposto em [90] usa um modelo de *Unit Commitment* que busca minimizar os custos de energia, maximizar o uso da energia gerada pelos DERs renováveis, além de gerenciar as limitações técnicas dos DERs renováveis (fotovoltaico de 100 kWp e eólico de 13 kW) e despacháveis (BESS de 200 kVA / 200 kWh e GMGs a diesel de 90 kW). Um algoritmo com um total de seis estados é empregado para determinar a forma de despacho dos DERs com o objetivo de minimizar o uso dos GMGs e reduzir as restrições de geração dos DERs renováveis. As ações de uso de GMGs e de corte de carga (BESS com SOC baixo) não consideram priorização de cargas consideradas essenciais ou críticas. Esta estratégia não prevê ações específicas para transições, operação *off-grid*, ou trocas de energia com a rede externa.

As estratégias de controle de DERs e de gerenciamento de energia propostas em [94], [108] e [109] são voltadas para microrredes que operam apenas em modo *off-grid*, para o atendimento de comunidades isoladas localizadas na Ilha de Lençóis e na Ilha Grande, no interior do estado do Maranhão. A microrrede de Lençóis é composta atualmente por uma planta fotovoltaica de 53,4 kWp, três turbinas eólicas de 10 kW cada, um sistema despachável a diesel de 53 kVA e um banco de baterias de chumbo-ácido de 1200 Ah (240 Vcc). Já a microrrede de Ilha Grande é composta por um sistema fotovoltaico com capacidade total de 51,7 kWp, um GMG a diesel de 73 kVA e um banco de baterias de chumbo-ácido 2500 Ah (120 Vcc). O principal objetivo dos sistemas de gerenciamento de energia implementados nas microrredes da Ilha de Lençóis e da Ilha Grande é prover um fornecimento contínuo de energia às respectivas comunidades isoladas atendidas, com foco na confiabilidade, na resiliência e na QEE, e também com o intuito de ampliar a confiança e a credibilidade das fontes renováveis de energia junto a estas comunidades. As estratégias adotadas contemplam a manutenção do balanço dinâmico de potência, o despacho eficiente energeticamente dos DERs e o carregamento dos bancos de baterias de chumbo-ácido, para manutenção da vida útil das baterias, buscando também a maximização do uso das fontes renováveis e a minimização do uso das fontes poluentes. Nestas microrredes, os sistemas despacháveis a diesel são usados não somente para manter o fornecimento contínuo de energia às cargas, mas também para manter o SOC dos bancos de baterias de chumbo-ácido próximos de 100%, de forma a manter a vida útil das baterias.

Um resumo das ações previstas dos RBEMS propostos na literatura é mostrado na Tabela III. Tais ações são relacionadas aos modos de operação em regime, às transições, à confiabilidade, à resiliência e à segurança energética, ao gerenciamento do lado da demanda, e aos serviços auxiliares. A partir da análise de [84] a [94], nota-se que há na literatura, até o momento, poucas propostas de RBEMS cujos objetivos principais estejam relacionados com resiliência energética e/ou segurança operativa. As estratégias adotadas, em sua maioria, não contemplam ações para garantir a alimentação de cargas críticas em caso de contingências de geração ou demais eventos disruptivos. Ações de *black start* também não são contempladas. Também se observa da Tabela III que os principais objetivos dos RBEMS que vêm sendo propostos recentemente na literatura são a redução os custos de energia e a manutenção do balanço energético interno. Além disso, nota-se que há uma lacuna de pesquisas sobre RBEMS

de atuação mais abrangente, ou seja, que considerem uma ampla gama de ações e funcionalidades que um EMS pode assumir para os diversos cenários de operação em regime e transições (vide Figura 2.2) de uma microrrede.

Tabela III – Objetivos e ações previstas de RBEMS propostos na literatura.

Referência	Objetivos	Ações Previstas				
		Modos em Regime	Transições	Confiabilidade, Resiliência e Segurança	Gerenciamento da Demanda	Serviços Auxiliares
[84]	Manter o máximo de cargas alimentadas pelo maior período possível.	<i>on-grid e off-grid</i>	não	Corte de carga	não	não
[85]	Manter estabilidade e balanço energético.	<i>off-grid</i>	não	Corte de carga	não	não
[86]	Reduzir custos de energia e manter balanço energético interno.	<i>on-grid</i>	não	não	despacho ótimo econômico	Venda de energia
[87]	Reduzir compra de energia em períodos de tarifa mais cara e suprir picos de demanda.	<i>on-grid</i>	não	não	Arbitragem <i>Peak shaving</i> Corte de carga	não
[88]	Reduzir custos de energia.	<i>on-grid</i>	não	não	<i>Peak shaving</i>	Reserva girante
[89]	Minimizar os custos de energia e maximizar a confiabilidade.	<i>off-grid</i>	não	Uso de GMGs	não	não
[90]	minimizar custos de energia e maximizar o uso da energia gerada por DERs renováveis.	<i>on-grid</i>	não	Uso de GMGs Corte de carga	não	não
[91]	Garantir o balanço energético interno.	<i>on-grid</i>	não	não	Corte de carga	Reserva girante
[92]	Reduzir o consumo de energia da rede em períodos de tarifa mais cara.	<i>on-grid</i>	não	não	Arbitragem <i>Peak shaving</i> Corte de carga	Injeção na rede
[93]	Garantir o balanço energético interno.	<i>on-grid e off-grid</i>	sim	não	Uso de DERs despacháveis	não
[94]	Garantir o fornecimento contínuo de energia a comunidades isoladas.	<i>off-grid</i>	não	Uso de GMGs	não	não

2.2.3.2. EMS para Aplicações de Resiliência e Instalações Militares

No que diz respeito a EMS para aplicações de IC (*i.e.*, para MMCs) e/ou com objetivos diretamente relacionados à resiliência energética, poucas soluções vêm sendo propostas recentemente na literatura [59]. Em [96] é proposta uma estratégia de programação não-linear convexa para aprimorar a resiliência de microrredes. A abordagem considera a capacidade de sobrevivência, *i.e.*, de manter a alimentação às cargas críticas durante cortes de carga em modo *off-grid*. Especificamente, o objetivo é minimizar os cortes de cargas críticas e a quantidade total de cargas totais afetadas por ações de corte. Restrições de limites de geração, tensão, injeção de potência reativa são consideradas no problema. O EMS proposto em [96] atua apenas no modo *off-grid*.

Em [97] é proposto um EMS com estratégia baseada em programação linear inteira mista (MILP – *mixed integer linear programming*) para gerenciar uma microrrede isolada de uma base militar remota composta por GMGs a diesel, BESS e uma planta fotovoltaica. O objetivo da otimização proposta é garantir que não haja interrupção de fornecimento às cargas críticas. Avaliações de soluções ótimas de natureza econômica relativas ao consumo de diesel também são executadas pelo EMS proposto em [97]. Uma estratégia de atuação de EMS baseada em MILP é proposta em [98] para determinação do plano de geração de microrredes em rede, considerando um horizonte de 24 horas (*day-ahead scheduling*). Os objetivos pretendidos são redução do custo de operação conjunta das microrredes no modo *on-grid*, melhora da resiliência das unidades individuais em *off-grid* e garantir privacidade das informações dos consumidores. Em caso de desligamento de uma das unidades da rede, o EMS proposto forma subgrupos com o objetivo de melhorar a resiliência da rede e da unidade desconectada.

Em [99] é proposto um EMS que usa estratégias específicas para cada funcionalidade pretendida. As previsões e o plano de geração são resolvidos por um problema de MILP que objetiva minimizar o custo de operação e maximizar o uso eficiente dos DERs de armazenamento. Já o despacho dos DERs consiste em um problema de otimização quadrática que busca reduzir custos e manter o balanço energético. As transições programadas do modo *on-grid* para o modo *off-grid* são gerenciadas pelo emprego conjunto dos algoritmos descritos anteriormente e por uma estratégia de corte de carga. Restrições de reserva girante para as cargas críticas são previstas em cada estratégia para prover segurança energética em caso de perda da rede. As transições não programadas são gerenciadas pelos controladores locais dos DERs.

Em [100] é proposto um EMS baseado em otimização não-linear inteira mista que considera as incertezas relacionadas aos DERs, às cargas e à rede externa em uma abordagem baseada em cenários de operação. Ações de transição e operação resiliente em modo *off-grid* são previstas a partir de restrições de reserva de geração para prevenção contra contingências na rede externa. Já em [101] é proposta uma abordagem estocástica na qual o EMS prevê ações para dois modos de operação. No modo *on-grid* de operação normal, o objetivo principal é maximizar os ganhos com as trocas de energia com a rede externa. Já o modo *off-grid* de operação resiliente é acionado a partir de um evento disruptivo na rede externa, com o objetivo de garantir a alimentação às cargas com o mínimo de cortes possível das mesmas.

A partir da análise de [96] a [101], nota-se que os EMS que vêm sendo propostos na literatura para aplicações militares e/ou de resiliência energética preveem ações de manutenção

da alimentação de cargas críticas principalmente para casos de perda da rede externa. Ações em caso de contingências nos DERs ou de *black start* após eventos que causem desligamento da microrrede também não são previstos. As estratégias de atuação propostas envolvem abordagens principalmente baseadas em MILP, otimização não-linear convexa e métodos estocásticos. Observa-se também dessa análise a oportunidade para proposição de RBEMS para MMCs de aplicações militares objetivando não somente confiabilidade, resiliência e segurança energética, mas também outros benefícios econômicos, ambientais e de eficiência energética.

2.2.3.3. Estratégia proposta de atuação de EMS para MMCs

Considerando o cenário atual da literatura científica a respeito de estratégias de gerenciamento de microrredes baseadas em regras e também de EMS para aplicações de IC, esse trabalho de pesquisa propõe um RBEMS para MMCs. A estratégia de atuação do RBEMS proposto prevê ações para diversos cenários de operação das microrredes, os quais incluem modos de operação em regime *on-grid* e *off-grid*, transições programadas e não-programadas entre esses modos e *black start*. Os objetivos do RBEMS proposto são garantir a alimentação ininterrupta de cargas durante os cenários considerados críticos para a operação da MMC gerenciada, e também prover ganhos econômicos e ambientais durante períodos não-críticos de operação, *i.e.*, nos quais não há demandas explícitas por resiliência e segurança energética. Em relação a essas demandas críticas, o RBEMS proposto prevê ações de gerenciamento de DERs renováveis e despacháveis (incluindo rotinas de preparação para cenários críticos), e de contingências N-1 dos mesmos (*i.e.*, perda de um desses DERs) e também da rede externa. Ações de alimentação do maior número de cargas possível em caso de identificação de faltas na rede elétrica interna também são previstas. Já durante os cenários de operação não-crítica, o RBEMS proposto prevê ações de gerenciamento do lado da demanda (*peak shaving* e arbitragem de energia) e de provisão de serviços auxiliares (injeção do excedente da geração renovável na rede e suporte de tensão). A microrrede CLA-μGrid, composta por um DER renovável (planta fotovoltaica) e por DERs despacháveis (BESS e GMGs), é usada como estudo de caso de aplicação do RBEMS proposto.

2.2.4. Black Start

O *black start* corresponde à habilidade de reenergização da microrrede em modo *off-grid*. Isto depende de pelo menos um DER despachável capaz de atuar como CFR, provendo as referências de tensão e frequência para os demais DERs [29]. Este serviço não está relacionado com a criação de uma ilha propriamente dita, mas sim da configuração um de DER de referência capaz de reenergizar e restaurar o funcionamento da microrrede após um desligamento total (*blackout*) [30]. O *black start* em um sistema elétrico pode ocorrer em três etapas: (i) restauração das fontes de geração; (ii) reconfiguração da rede e; (iii) restauração da carga. Para as microrredes, essas etapas podem ser executadas seguindo uma das seguintes estratégias [110]:

- Restauração serial (*bottom-up*): um DER com capacidade de operar como CFR é selecionado e restaurado primeiro. Este garante referência de tensão e frequência para acionar os demais DERs. Esta estratégia prioriza a restauração de um trecho principal da rede, e gradualmente expande a restauração de acordo com o balanço energético;

- Restauração paralela (*top-down*): alguns DERs com capacidade de operar como CFRs são restaurados em paralelo primeiro. Os demais DERs que operam apenas como CARs são restaurados posteriormente. A restauração é expandida gradualmente, de modo que a microrrede é reconstruída a partir da reconexão das áreas restauradas.

Caso a microrrede possua apenas um DER capaz de operar como CFR, a restauração serial é a única alternativa. Essa estratégia tende a ser mais simples em termos de controle de tensão e frequência, uma vez que esse controle é realizado em apenas um CFR. Porém, pode requerer um tempo maior para a total restauração da alimentação às cargas, se comparada à estratégia paralela. Entretanto, a diferença de tempo entre as estratégias serial e paralela tende a ser cada vez menor para as microrredes, uma vez que os DERs despacháveis que compõem as mesmas atualmente possuem controles eletrônicos que operam na faixa de milissegundos a microssegundos. Porém, isto pode não ser válido para algumas fontes baseadas em combustíveis fósseis, tais como GMGs a diesel ou a gás natural, cujo tempo de resposta devido à inércia mecânica pode chegar a poucos segundos [58], [111], [112].

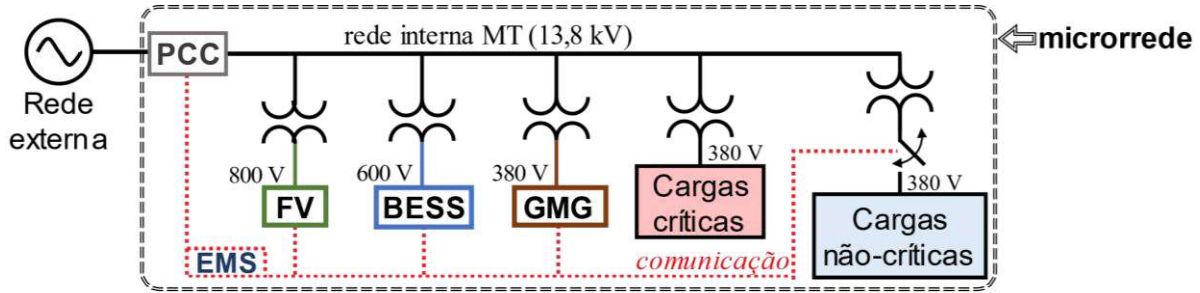
A tensão terminal dos DERs (e também de alimentação das cargas) geralmente é em BT, e transformadores são necessários para conectar os mesmos em microrredes com rede elétrica interna em MT (vide exemplo da Figura 2.8 a seguir). Tais microrredes estão sujeitas ao surgimento de correntes de *inrush* de energização de transformadores durante um *black start*, em razão da característica não-linear de excitação dos materiais que compõem os mesmos [44]. As correntes de *inrush* dependem do fluxo residual e do valor instantâneo da tensão no momento em que é iniciada a energização do transformador [113]. Essas correntes podem exceder em algumas vezes a corrente nominal do transformador e causar alguns efeitos aos componentes do sistema elétrico, os quais incluem [114]:

- a) Danos ao transformador e aos demais componentes da rede devido às altas correntes e oscilações de tensão, causando estresse e esforços mecânicos indesejados;
- b) Saturação de outros transformadores da mesma rede que já estão energizados e em operação (*sympathetic inrush*). As correntes resultantes dessa saturação geralmente são menores do que as de *inrush*, mas se mantêm durante vários ciclos e podem durar alguns segundos [43];
- c) Mau funcionamento das proteções. A função 87T [115] (diferencial de corrente para transformador), por exemplo, que atua baseada na diferença entre as correntes do primário e do secundário, pode ser sensibilizada indevidamente;
- d) Problemas de QEE em razão do conteúdo harmônico das correntes de *inrush*.

Os principais tipos de DERs que vêm sendo investigados pelas metodologias de *black start* propostas na literatura são GMGs e BESS [43]. Isto se dá, dentre outros fatores, à presença massiva desses DERs nas microrredes. Os geradores síncronos dos GMGs possuem uma característica natural (*droop*) de resposta a variações na carga e podem contribuir com sobrecorrentes de 6 a 8 vezes a sua corrente nominal durante transitórios [116]. Entretanto, os transformadores a serem energizados podem exigir correntes superiores à capacidade de contribuição de sobrecorrente dos GMGs, e as correntes de *inrush* também podem causar distúrbios na tensão gerada, sensibilizando as proteções desses DERs [117]. Além disso, boa

parte das soluções comerciais baseadas em GMGs disponíveis no mercado não contam com sistemas de controle capazes de executar a restauração de uma rede inicialmente desligada a partir de uma inicialização da tensão em rampa crescente de 0V à tensão nominal da rede atendida pelos GMGs. Ademais, devido à inércia mecânica, a dinâmica desses equipamentos tende a ser mais lenta do que DERs com interfaces eletrônicas (IIDERs – *inverter interfaced DERs*), tais como os BESS, os quais também possuem uma maior variedade no mercado de soluções que incluem inicialização em rampa de tensão.

Figura 2.8 – Diagrama unifilar simplificado de uma microrrede com rede interna em MT.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Apesar das vantagens operacionais, econômicas e ambientais dos BESS em relação aos GMGs, também não é recomendável o uso desses DERs para energizar de forma convencional, *i.e.*, aplicando diretamente tensão nominal nos terminais do transformador (conversor do BESS em modo de tensão constante). As proteções intrínsecas desses DERs podem ser sensibilizadas pelas variações súbitas de corrente [43]. As correntes de *inrush* dos transformadores podem superar consideravelmente as capacidades de sobrecorrente dos IIDERs, as quais são de cerca 1,2 a 1,5 vezes a nominal dos respectivos conversores [118], [119]. Então, faz-se necessário a adoção de estratégias para realizar o *black start* de microrredes com rede interna em MT a partir de um BESS. Tais estratégias devem considerar as características operacionais desses DERs de forma a viabilizar a reenergização e minimizar os efeitos danosos das correntes de *inrush* sobre o sistema elétrico.

Assim, considerando o *black start* de redes em MT a partir de BESS ou demais IIDERs, em [43] é proposto um controle em cascata da tensão de saída do BESS com um modificador de referência de tensão para limitar a magnitude das correntes de *inrush*. Esse modificador pode ser dado por:

$$V^*(k) = \begin{cases} V^*(k-1) + R T_s, & V^*(k) \leq V_{\text{nom}} \\ V_{\text{nom}}, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (1)$$

onde V^* é a referência de amplitude de tensão, k é um instante de tempo, $R > 0$ é um parâmetro de taxa de variação ascendente, T_s é o tempo de amostragem do controlador, e V_{nom} é a tensão nominal de saída do BESS. A abertura e o fechamento dos disjuntores da rede são comandados pelo DSO. Já em [116] é proposto um procedimento em quatro passos de restauração de uma rede de distribuição em MT a partir dos IIDERs das microrredes que compõem esta rede. Uma energização em rampa de transformadores é usada em um destes passos [113], o qual corresponde à restauração da tensão da rede. Em [117] e em [120], IIDERs também usados para realizar o *black start* de redes em MT empregando técnicas do tipo *soft start* de energização de transformadores e cargas que exigem correntes de magnetização. Tais técnicas são atrativas pelo

potencial de limitarem as correntes de *inrush* dos transformadores energizados, e também de evitarem que as proteções contra sobrecorrentes dos BESS sejam sensibilizadas indevidamente. Isto aumenta as chances de sucesso do uso desses DERs na restauração de redes em MT.

Quanto ao estado da arte sobre *black start* de microrredes, em [121] são apresentadas estratégias de controle de DERs para uma estratégia do tipo *bottom-up* baseada em uma sequência de ações de identificação e execução de *black start* de microrredes em BT. Em [122] é proposto um esquema de controle multiagente para o *black start* de microrredes em BT a partir de IIDERs. Agentes de monitoramento da rede, gerenciamento de DERs e cargas, condução do processo de restauração e comando de disjuntores são empregados. Em [123] é proposto um algoritmo baseado em grafos e em uma busca por árvore de extensão que usa microrredes como unidades de restauração da rede, e que busca minimizar o total de chaveamentos necessários. Em [124] é proposta uma estratégia serial para uma microrrede composta por um sistema fotovoltaico e por múltiplos BESS, os quais se conectam a um barramento em BT. A restauração é iniciada com o DER formador da rede em modo de controle escalar V/f em malha aberta.

Em [125] é proposta uma meta-heurística baseada no comportamento dos vagalumes na natureza para determinar a sequência ótima de restauração de DERs sem capacidade de operar como CFRs durante um *black start*. Já em [126] é proposta uma heurística em dois estágios para restaurar cargas críticas de uma rede a partir das microrredes que a integram. Um modelo estocástico de cadeia de Markov avalia as variações de energia dessas microrredes. Não são considerados efeitos de transitórios de chaveamento ou de energização de transformadores durante o processo de restauração. Em [110] é proposto um *black start* do tipo *top-down* que usa um algoritmo de avaliação das capacidades dos DERs para determinar a sequência ótima de restauração. Uma versão modificada do alimentador de [127] é usada para realizar testes da estratégia proposta em [110], usando um modelo linear para os transformadores, *i.e.*, sem considerar efeitos de *inrush*.

Em [128] é proposta uma abordagem para restauração de cargas críticas baseada em programação inteira linear que objetiva a criação de árvores de restauração e de grupos de carga. Já em [129] é proposta uma otimização via um modelo de controle preditivo e MILP para restauração de microrredes que funcionam como unidades de *black start* de uma rede em BT. Uma otimização multiobjetivo é proposta em [130] para restauração serial de microrredes em BT a partir do tempo ótimo de chaveamento de chaves telecomandadas. Apenas GMGs são usados como unidades de *black start*. Em [131] é proposta uma abordagem de restauração paralela de microrredes em conjunto em conjunto com o emprego de disjuntores inteligentes, *i.e.*, que operam de forma autônoma baseados em medições locais, desconectando trechos defeituosos e interligando seções da rede interna sem condições de falta de forma a aumentar a resiliência da microrrede.

A partir da análise do estado da arte (em ordem cronológica: [110], [121] a [126] e [128] a [131]), nota-se que a grande maioria das propostas para *black start* de microrredes encontradas na literatura são direcionadas para sistemas elétricos em BT ou não consideram o efeito de eventuais correntes de *inrush* que podem ocorrer durante a restauração. Boa parte dessas propostas empregam, de forma isolada ou em conjunto, técnicas de otimização linear, MILP, heurísticas, métodos estocásticos, sistemas multiagentes, dentre outros, nos processos de

restauração. Tais estratégias tendem a exigir um esforço computacional considerável. Apesar de algumas dessas propostas considerarem premissas de resiliência energética em sua formulação, os objetivos pretendidos estão, em sua maioria, relacionados à restauração de redes de distribuição que contêm microrredes, com essas últimas sendo consideradas como unidades de *black start* do sistema elétrico como um todo. Também não são levadas em conta ações relacionadas às possíveis sensibilizações e atuações indevidas de dispositivos de proteção durante a reconstrução da rede.

Nesse contexto, neste trabalho de pesquisa é proposta uma metodologia para a execução do *black start* de MMCs com rede interna em MT. A estratégia adotada é do tipo *bottom-up* e tem os IIDERs com capacidade de formação de rede e de inicialização em rampa de tensão como componentes fundamentais de restauração da rede, em razão das vantagens operacionais, econômicas e ambientais desses DERs. Os objetivos da metodologia proposta são limitar as correntes de *inrush* dos transformadores e, consequentemente, reduzir os efeitos danosos das mesmas aos componentes da microrrede. Para tal, um procedimento baseado em regras que prevê ações de restrição de *inrush* para dispositivos de proteção [45], energização em rampa de transformadores e reconexão segura dos circuitos de BT [43], [116]. Este procedimento é construído de forma a proporcionar uma reestruturação bem sucedida da microrrede, e assegurar resiliência e segurança energética para as cargas. Essa metodologia é parte integrante da estratégia proposta de atuação de EMS para MMCs proposta. A seguir é apresentada uma revisão crítica sobre proteção de microrredes.

2.3. Proteção de Microrredes

O esquema de proteção de um sistema elétrico de potência deve ser capaz de isolar rapidamente uma área que foi afetada por um evento de falta, de forma a preservar a integridade do restante do sistema. Para tal, a proteção deve ser: confiável, atuando somente quando necessário; seletiva, desconectando a menor parcela possível da rede; rápida, minimizando ao máximo os danos causados pelas correntes de falta; e econômica, usando equipamentos e estratégias efetivas com o menor custo [132], [133], [134]. Sistemas elétricos convencionais são caracterizados por uma configuração radial com fluxo unidirecional de energia no sentido da geração de grande porte distante até os consumidores finais, e alta relação entre corrente de falta (curto-circuito) e corrente de atendimento regular às cargas. Nesse caso, os dispositivos de proteção são distribuídos e coordenados com parâmetros fixos para atuarem conforme a magnitude das correntes de curto-circuito. Estas normalmente estão associadas às zonas de proteção cobertas pelas respectivas proteções primária e de retaguarda. Chaves fusíveis, disjuntores acionados por relés de proteção e religadores automáticos estão entre os dispositivos de proteção usualmente empregados em redes de distribuição.

Entretanto, a penetração cada vez maior dos DERs tem mudado o cenário das redes de distribuição, implicando em uma nova dinâmica de controle e gerenciamento que inclui [133]:

- ✓ Necessidade de se adaptar à penetração crescente de várias tecnologias de DERs, com características distintas de fornecimento de energia;
- ✓ Integração com as microrredes, as quais podem operar em modo *off-grid* e/ou sincronizarem com a rede para realizar trocas de energia;

- ✓ Reconfigurações dos alimentadores conforme propósitos operacionais;
- ✓ Maior complexidade dos mercados de energia com o crescimento contínuo da quantidade de produtores de menor porte e/ou prosumidores.

Aliado a isso, mudanças nas direções e magnitudes dos fluxos de energia provocadas pela presença dos DERs e das microrredes tornam as estratégias tradicionais de detecção de faltas incapazes de protegerem adequadamente a rede [119]. Os desafios de proteção que surgem desse novo cenário incluem perda da coordenação⁴, ilhamentos indesejados e desligamentos indevidos de DERs e microrredes que dão suporte à rede [132]. Um IIDER, por exemplo, não fornecerá uma corrente acima da sua capacidade máxima em caso de falta [134]. Também há uma diferença entre as correntes de falta dos modos *on-grid* e *off-grid* [134]. Assim, verifica-se a necessidade de adequação dos atuais esquemas de proteção das redes a fim de comportar as novas dinâmicas introduzidas pela presença dos DERs e das microrredes.

O esquema de proteção de uma microrrede também deve possuir as características de confiabilidade, seletividade, sensibilidade e rapidez na mitigação das faltas internas e externas [135]. A composição dos DERs, a disposição dos mesmos ao longo da rede interna, o nível de tensão, as especificações dos equipamentos de manobra e conversão de energia, os esquemas de aterramento existentes (*i.e.*, TT, TN-S, TN-C, TN-C-S e IT) e o nível das correntes de falta devem nortear o esquema de proteção a ser empregado para uma microrrede [136]. Em um sistema sem condutor aterrado (esquema IT), por exemplo, os relés de corrente não são sensibilizados por faltas para a terra. A proteção contra essas faltas poderá ser feita pelo emprego de funções específicas como a 59N (tensão residual de neutro ou $3V_0$) [115]. Outros aspectos relevantes incluem a topologia da rede interna (*i.e.*, se é radial ou em anel) e as possíveis faltas que podem ocorrer (fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra, trifásica e de alta impedância). Assim, tal esquema pode dispor, por exemplo, de algumas funções de proteção em determinados pontos chave de uma microrrede, tais como [13], [115]:

- a) PCC: funções 27 (subtensão), 59 (sobretensão), 59N, 81 (sub e sobrefrequência), e 81R (taxa de variação de frequência ou ROCOF – *rate of change of frequency*) podem ser usadas para a detecção de anti-ilhamento (*loss of mains*). Tais funções atuam para evitar que a microrrede alimente indevidamente a rede de distribuição em caso de perda da rede;
- b) Transformadores (rede interna em MT): funções 51 (sobrecorrente temporizado), 51V (sobrecorrente com restrição de tensão) e 87T (diferencial de sobrecorrente de transformador) podem ser usadas para proteger os transformadores contra sobrecorrentes. Também pode ser usado um elo fusível no lado da BT caso a corrente de curto-circuito no modo *off-grid* seja capaz de romper esse elo;

⁴ Entende-se por coordenação da proteção os estudos e análises sobre os níveis de falta, e as posteriores ações de escolha, disposição física e ajuste combinado dos dispositivos de um esquema proteção de forma que apenas o dispositivo mais próximo do local da falta atue, desligando a menor porção possível do sistema elétrico.

- c) DERs: funções 21⁵ (relé de distância) e 67 (direcional de sobrecorrente) podem ser usadas para proteger o alimentador conectado ao DER. A função 87 (diferencial de corrente) também pode ser usada para GMGs.

O nível de tensão das microrredes geralmente vai até a média tensão (35 kV) [13]. Conforme recomendações de [97], a proteção de uma microrrede, mesmo que a rede interna desta seja em BT, deve comportar também o lado da MT do transformador de conexão com a rede. A norma IEEE 2030.9-2019 recomenda o uso das funções de corrente 50AFD (arco elétrico), 51N (sobrecorrente de neutro ou de sequência zero, $3I_0$), 67 e 87; e das funções de tensão 27 e 59; nos barramentos, alimentadores e subestações de MT da área onde a microrrede se conecta com a rede externa [13]. Assim, os desafios que as microrredes impõem para a proteção incluem [34], [119], [134], [135], [136], [137]:

- **Novas dinâmicas de fluxos:** Caso a potência produzida pelos DERs seja superior à demanda local em um dado momento, pode haver uma mudança do sentido do fluxo de energia no PCC, por exemplo. Um BESS que inicialmente estava sendo carregado e que, em determinado instante, passa a se descarregar, também pode causar mudanças no sentido do fluxo em determinados trechos da rede. Assim, face às dinâmicas de fluxos presentes nas microrredes, as funções e configurações dos relés de proteção devem ser tais que os mesmos sejam capazes de identificar corretamente as condições de falta e agir com rapidez e precisão necessárias;
- **Ilhamentos indesejados (*loss of mains*):** perdas da rede externa podem fazer com que a microrrede alimente também parte das cargas dessa rede caso o PCC esteja fechado. Isto pode levar a perda nos controles da tensão e da frequência, e em problemas de sincronização em caso de retorno da rede. Isto pode pôr os consumidores em perigo e danificar cargas e equipamentos de medição;
- **Ressincronização:** os valores de tensão, frequência e ângulo de fase do lado microrrede devem ser sincronizados com os do lado da rede antes do fechamento da chave do PCC durante uma transição do modo *off-grid* para o modo *on-grid*. Caso não haja sincronismo entre essas duas redes ativas, o fechamento da chave deve ser impedido para que não ocorram anomalias na corrente e na tensão, tais como elevações momentâneas dos valores eficazes (*current and voltage swells*);
- **Níveis de corrente de falta distintos em modo *on-grid* e em modo *off-grid*:** cada fonte de geração, geração da rede e DERs, contribui para as correntes de falta. Quando a microrrede está em *on-grid*, as correntes de falta tendem a ser maiores devido a rede externa alimentar a falta. Já no modo *off-grid*, os GMGs são os que contribuem com a maior parcela da corrente de curto-circuito (6 a 8 vezes a nominal). Assim, os níveis de falta tendem a ser menores no modo *off-grid*, e são necessários ajustes distintos nos parâmetros de proteção para cada modo;

⁵ A função 21 atua quando a admitância, a impedância ou a reatância de um circuito, aumenta ou diminui fora de limites pré-determinados.

- **Imprevisibilidade da geração dos DERs:** a geração dos DERs renováveis é intermitente, e pode dificultar a identificação das condições de falta, uma vez que a magnitude das correntes, nesse caso, pode apresentar um caráter consideravelmente dinâmico. Isto depende da quantidade de IIDERs que compõem a microrrede. A contribuição dos IIDERs é de, no máximo, 1,5 vezes a nominal [119];
- **Baixa inércia dos IIDERs:** esses DERs não possuem a característica natural *droop* dos GMGs de responderem a variações de carga. A frequência de um IIDER não varia proporcionalmente com a potência ativa, sendo internamente controlada por um sinal de referência [116]. A baixa inércia dos IIDERs, e uma possível característica predominantemente resistiva da impedância de linha principalmente para redes curtas em BT, podem tornar a microrrede mais suscetível a faltas, aumentar o período para mitigação das faltas e prejudicar o controle de tensão e frequência;
- **Redução do alcance dos relés de distância (função 21 [115]):** a atuação ou o alcance desses relés depende da distância de máxima impedância (tensão/corrente). O cálculo da distância do relé para o local da falta é feito considerando que a impedância é proporcional ao comprimento da linha. Se a impedância medida for menor que o valor definido, a proteção deve atuar. Quando não há DERs dentro da zona de atuação, o valor da impedância durante uma condição de falta é bem menor do que o determinado para o relé. Porém, quando há DERs, e ocorre uma falta a montante desses, a impedância medida pelo relé de distância é maior do que o valor real da impedância de falta, em razão da elevação de tensão provocada pelos DERs. Isto acaba limitando o alcance do relé;
- **Incapacidade de detecção de determinadas faltas (*blinding of protection*):** quando existem DERs entre o alimentador da rede e local da falta, os DERs contribuem para a falta. Assim, a corrente de falta vista pelas proteções a montante dos DERs tende a ser menor do que normalmente seria em um sistema convencional. Isto pode prejudicar a atuação dos dispositivos a montante dos DERs, resultando em abertura tardia ou redução do alcance;
- **Dificuldade de coordenação:** a nova dinâmica de fluxos de energia, a intermitência da geração dos DERs renováveis e os níveis de falta distintos para os modos *on-grid* e *off-grid* trazem novos desafios para a coordenação da proteção das microrredes e das redes de distribuição, tanto em termos de economia como de confiabilidade;
- **Desligamentos indesejados (*sympathetic tripping*):** refere-se à atuação indevida de um dispositivo de proteção em uma seção que está operando normalmente em razão de uma falta ocorrida em outra seção. Isto pode levar à desconexão de alguns DERs que deveriam estar alimentando seções que não correm risco de serem afetadas por essa falta, causando prejuízos no fornecimento às cargas e à confiabilidade;
- **Cumprimento de padrões normativos locais:** DERs e microrredes conectados aos sistemas elétricos devem atender alguns requisitos que incluem sincronização e resposta a condições anormais tais como faltas ou perturbações na tensão (LVRT – *low voltage ride-through*; HVRT – *high voltage ride-through*) e na frequência (LFRT – *low*

frequency ride-through; HFRT – *high frequency ride-through*), conforme a regulação local [22].

Para lidar com esses desafios, as seguintes estratégias de atuação dos sistemas de proteção de microrredes têm sido propostas na literatura [34], [119], [134], [135], [136], [137]:

- **Proteção contra sobrecorrente:** uma das proteções mais tradicionais de redes de distribuição. É baseada em valores limites para determinação de uma condição de falta. Além da condição para a detecção de faltas, os relés de sobrecorrente devem ser devidamente coordenados. Para tal, podem ser usadas curvas de corrente *versus* tempo para determinar as características de sobrecorrente e de curto-circuito. Dessa forma, o relé deve enviar o sinal de abertura (*trip*) para o disjuntor comandado caso uma corrente de falta, I , esteja circulando na zona protegida por esse dispositivo após um intervalo de tempo, Δt , pré-definido. As curvas de corrente *versus* tempo das proteções primária e de retaguarda devem possuir uma certa margem entre si para que haja seletividade. Em razão da dinâmica dos fluxos, e dos níveis de falta distintos para os modos *on-grid* e *off-grid*, essa estratégia não pode ser implementada em sua forma clássica nas microrredes, necessitando de modificações. Dentre as alternativas, têm-se as proteções adaptativas;
- **Proteção adaptativa:** realiza alterações nas ações de proteção conforme a variação das condições do sistema. Para tal é necessária uma rede de comunicação entre o EMS/MGCC e os dispositivos de proteção. Essa estratégia pode se dar de três formas: baseada em sobrecorrente, em diferencial de corrente e em componentes simétricas. Cada uma dessas formas é descrita a seguir.
 - *Baseada em sobrecorrente:* são usadas três tabelas: de eventos, de ações e de correntes de falta. A tabela de eventos contém todos os possíveis arranjos da microrrede. Conforme o arranjo, as correntes de falta são calculadas e salvas na respectiva tabela. Similarmente, os *setpoints* e intervalos de atuação de cada relé são determinados a partir dos arranjos e armazenados na tabela de ações. Então, uma unidade central de proteção realiza a parametrização dos relés baseada nos dados das três tabelas supracitadas, de acordo com o arranjo atual. Caso a proteção primária de uma determinada situação não atue conforme a respectiva tabela, a proteção secundária deve atuar segundo a margem pré-definida;
 - *Baseada em diferencial de corrente:* atua em razão da correlação entre as correntes dos dispositivos localizados nos dois lados dos componentes a serem protegidos (e.g., transformadores, barramentos e ramos). Quando ocorre uma falta, a variação dos valores de corrente medidos é maior do que os de *trip* pré-definidos, e a proteção atua isolando a falta. Essa estratégia é particularmente prejudicada quando empregada em redes desbalanceadas;
 - *Baseada em componentes simétricas:* usa os valores de componentes de sequência zero e de sequência negativa extraídos de medições para identificar as condições de falta. Durante o modo *off-grid*, as correntes de sequência zero são usadas para

identificar faltas fase-terra e as correntes de sequência negativa são usadas para identificar faltas fase-fase.

- **Proteção por distância:** atua baseada no chamado ponto de medição de impedância (POM – *point of measuring*) em relação ao local da falta. A impedância no local da falta é calculada a partir de valores medidos de tensão e corrente ($Z = V/I$). A falta é identificada a partir do valor dessa impedância. Relés de admitância são usados para isolar a falta em razão da capacidade desses dispositivos de serem sensibilizados nos dois sentidos [119]. Essa estratégia não sofre influência da impedância das fontes. Porém, erros na medição da tensão ou da corrente, faltas de alta impedância (condutor em contato com objetos de alta resistência, sem resultar em incrementos significativos de corrente), faltas de característica altamente resistiva e variações nos fluxos de potência (*power swings*) podem prejudicar a atuação dos relés de admitância [137]. Além disso, a medição da impedância em linhas curtas (característica predominante entre as microrredes) é especialmente difícil. Nesses casos, a indutância se torna desprezível em baixas frequências (50 ou 60 Hz), e o tempo para o cálculo da resistência da linha é de 10 a 20 ms, considerado longo para essa aplicação [34], [138];
- **Proteção baseada no reconhecimento de padrões:** caracterizada por transformações do domínio do tempo para o domínio da frequência das variáveis medidas, e pelo uso de classificadores de padrões de funcionamento dos componentes da microrrede. Os sinais de corrente de falta e o conteúdo energético desses sinais são extraídos usando a transformada S (*S-transform*). Cálculos de diferencial de energia são realizados para determinar os padrões de falta. A detecção e a mitigação das faltas dependem de limiares (*thresholds*) pré-definidos de diferencial de energia. Essa estratégia possui limitações de execução em sistemas com condições de operação variáveis. A atuação pode ser prejudicada por erros de sincronização e por sinais ruidosos [135]. Para superar essas limitações, algumas técnicas de aperfeiçoamento podem ser empregadas, tais como decomposição de modo variacional para reconhecimento de padrões, uso de núcleos e de técnicas de inteligência artificial para aprimorar as classificações [139], [140];
- **Proteção baseada em ondas viajantes (*traveling waves*):** o termo “onda viajante” diz respeito a um pulso eletromagnético de alta frequência que se propaga pela linha após a ocorrência de uma falta. Nessa estratégia, ondas viajantes de tensão e corrente são usadas para classificação das faltas. Essas ondas são capturadas em terminais de linha, os quais podem ser compostos por transformadores de corrente e por instrumentos de gravação de sinais transientes de alta frequência [134]. Assim, vários métodos matemáticos de processamento de sinais podem ser usados para a extração das componentes de falta, tais como a transformada rápida de Fourier e a transformada wavelet [141]. Os trechos faltosos são identificados pela magnitude e polaridade das ondas viajantes capturadas. Essa estratégia requer um alto custo de implementação em razão dos instrumentos de captura e gravação necessários. Outros componentes adicionais, como sistemas de posicionamento global (GPS – *global positioning system*) para sincronização dos relés, também podem ser necessários [34], [141];

➤ **Proteção baseada em agentes:** essa estratégia é baseada na interrelação e combinação de diversos componentes de *hardware* e de *software* que compõem os sistemas de proteção, controle e gerenciamento espalhados ao longo da microrrede. Dessa forma, o esquema de proteção pode ser dividido em três camadas [119]:

- Equipamentos: composta pelos relés de proteção e por vários outros dispositivos que compõem os chamados agentes protetor, executor, de monitoramento e móvel. O agente de monitoramento monitora os parâmetros locais (corrente e tensão), e os transferem para o agente protetor. O agente protetor verifica a ocorrência de faltas a partir da comparação entre os valores monitorados com valores pré-definidos, e enviam informações para o agente executor. O agente executor comanda a abertura de disjuntores, isolando a falta. O agente móvel troca informações com a camada de subestação;
- Subestação: comunica-se com a camada de equipamentos e transfere as informações para a camada do sistema. Possui um agente de região e um agente de gerenciamento. O agente de região transmite a informação obtida do agente móvel para a camada do sistema e para o agente de gerenciamento. O agente de gerenciamento calcula os parâmetros dos relés e transfere esses parâmetros para o agente protetor da camada de equipamentos;
- Sistema: possui um agente de sistema e um agente de avaliação. O agente de sistema filtra as informações enviadas pelo agente de região e transfere apenas os dados necessários para o agente de avaliação. O agente de avaliação detecta quaisquer discrepâncias nos *setpoints* de proteção dos relés e envia os valores modificados para o agente de gerenciamento da camada de subestação.

Os problemas associados à estratégia baseada em agentes são a dificuldade de identificar faltas de alta impedância, perda do controle em caso de falha na comunicação e riscos à segurança do sistema em razão da elevada quantidade de agentes [1].

➤ **Proteção baseada em transformada wavelet:** busca extrair os dados de falta a partir da transformação para o domínio da frequência de vários sinais no domínio do tempo extraídos do sistema elétrico. A transformada wavelet divide os sinais em várias componentes, cada uma correspondendo a uma banda de frequência e contendo todas as informações dessa banda. Assim, as componentes de transientes são extraídas das distorções ocorridas na rede e os eventos de falta são identificados a partir dessas componentes, as quais podem ser agrupadas em dois arranjos [136]:

- Faltosas: componentes de frequência associadas com interrupções e que causam reconfigurações no sistema em razão dos desligamentos;
- Não-faltosas: componentes de frequência que não impactam em reconfiguração do sistema.

O desempenho dessa estratégia é prejudicado em caso de excesso de ruídos nos sinais de tensão e corrente. O alto esforço computacional também é uma desvantagem [135].

Outras estratégias incluem uso de técnicas de inteligência artificial, aprendizado de máquina e redes neurais [139], proteção baseada em conteúdo de harmônicas de tensão e corrente [138], sistemas de aterramento reconfiguráveis para microrredes CC [138], dentre outras [34]. O alto esforço computacional e a necessidade de infraestrutura de comunicação estão entre as principais desvantagens dessas estratégias. Não há na literatura, até o momento, propostas de esquemas de proteção que considerem as especificidades operacionais das MMCs, para as quais os desligamentos de trechos da rede interna possuem um impacto direto no atendimento às demandas próprias destas microrredes.

Assim, nesse trabalho de pesquisa é apresentado um esquema de proteção de MMCs. A filosofia e as estratégias adotadas são baseadas em regras e, portanto, requerem um esforço computacional reduzido e independem de rede de comunicação para isolamento das faltas. Tais estratégias têm por objetivos manter a integridade dos componentes da microrrede e atender às demandas específicas por resiliência e segurança energética das MMCs. O esquema de proteção elaborado tem como pilares funções de proteção de corrente, tensão, frequência e sincronismo com a rede externa. Essas proteções são empregadas em conjunto, com base em filosofias de proteção específicas para cada modo de operação, e também para ambos os modos, para a detecção de eventos disruptivos que podem ocorrer às microrredes, incluindo-se também eventos específicos de sistemas em modo *off-grid* sem ponto de conexão à terra. As ações previstas incluem uso de funções dedicadas para identificação e atuação em caso de faltas monofásicas à terra em modo *off-grid*, para perda ou abertura de uma das fases da rede interna, e também de coordenação entre proteções internas para prevenir a atuação indevida de proteções próprias de IIDERs que venham a prejudicar a resiliência da microrrede. Ações em caso de perturbações momentâneas na tensão e na frequência também são previstas, com o objetivo de manter a alimentação das cargas e considerando também a integridade dos componentes da microrrede. Para tal, a coordenação do esquema de proteção considera a forma de atuação das proteções próprias dos DERs e das demais proteções dos componentes da microrrede, e também as especificidades operacionais dos modos em regime. Também são consideradas formas de atuação do EMS como componente auxiliar da proteção da microrrede, o qual pode executar ações de suporte específicas relacionadas ao PCC e à rede interna da MMC.

Capítulo 3:

Microrrede de Missão Crítica do Centro de Lançamento de Alcântara

3.1. O Centro de Lançamento de Alcântara

Segundo relatório da Associação Industrial de Satélites (*Satellite Industry Association – SIA*), a indústria de satélites movimentou US\$ 279 bilhões em 2021. Isto representou cerca de 72% da economia espacial mundial, sendo que as atividades específicas de lançamento de satélites movimentaram US\$ 5,7 bilhões [142]. Considerando o contexto brasileiro, o CLA é uma instalação militar da Força Aérea Brasileira, localizada na cidade de Alcântara – MA (cerca de 20km distante de São Luís – MA) e destinada ao lançamento de foguetes e satélites geossíncronos [143].

Segundo estudo do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), o CLA possui potencial estratégico para o programa espacial brasileiro. Há oportunidades de cooperação internacional, arrecadação de receitas do mercado de lançamento de satélites, comercialização das instalações do CLA, capacitação da mão-de-obra nacional e troca de conhecimentos para desenvolvimento da indústria aeroespacial nacional [143]. Isto se dá devido a fatores que incluem a posição geográfica privilegiada (proximidade de apenas 2°18' ao sul da Linha do Equador), condições climáticas favoráveis (período anual de chuvas bem definido), ampla faixa de azimutes disponível para a realização de lançamentos e baixa densidade populacional na região próxima ao CLA. Devido à sua natureza, essa aplicação é de vital importância para a soberania, ciência e indústria nacionais. Além disso, traz consigo fortes requisitos por um fornecimento de eletricidade confiável, com qualidade, resiliência e segurança energética. Então, tem-se que o CLA pode ser considerado como uma instalação de IC.

Os requisitos de confiabilidade, resiliência e segurança energética são especialmente rigorosos durante os períodos de campanha de lançamento de foguetes. Nesses períodos, medidas extremas, tais como o desligamento da rede da concessionária local para uma operação autônoma, são implementadas. A interrupção de um lançamento pode implicar na perda do foguete e de sua carga útil, causando prejuízos na ordem de milhões de reais. Além dos impactos financeiros, há também a perda de credibilidade no CLA, aliada aos custos indiretos como o tempo perdido pelas equipes envolvidas. A baixa tolerância ao risco e os altos custos envolvidos nos lançamentos exigem um elevado grau de segurança operacional da rede elétrica interna e reforçam as exigências particulares dessa aplicação.

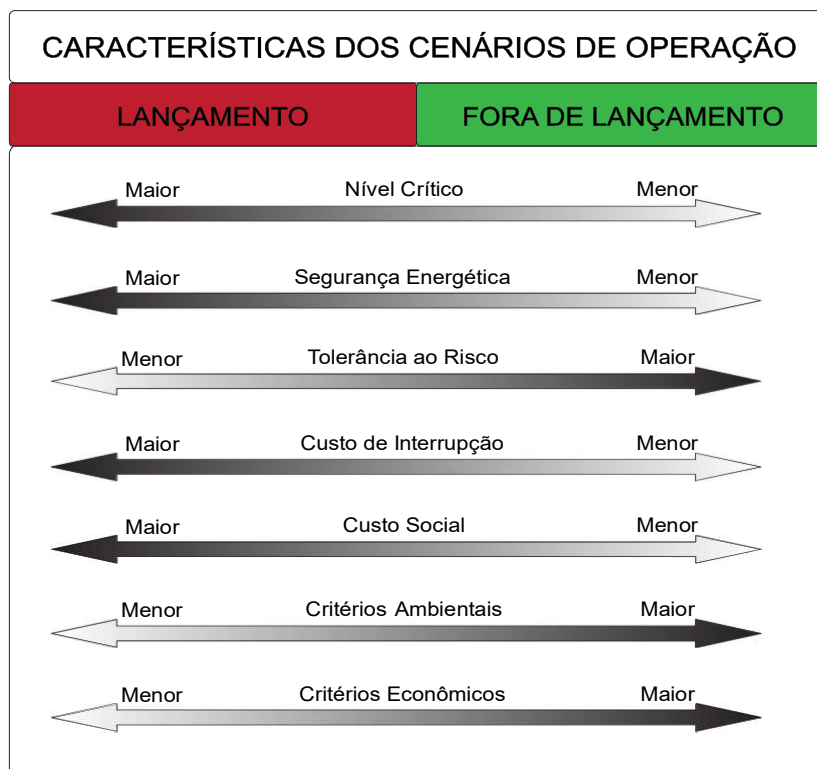
3.1.1. Cenários típicos de operação do CLA

Do ponto de vista de segurança energética, a operação do CLA apresenta dois cenários típicos:

- a) Nos períodos de campanhas de lançamento de foguetes;
- b) No restante do tempo de operação regular da base de lançamento.

Durante os cenários de lançamento, os custos financeiros e sociais envolvidos são maiores, de modo que há menor tolerância ao risco de eventuais falhas na rede elétrica que venham comprometer a segurança do lançamento. Para isso, torna-se mandatório que a segurança energética seja máxima neste cenário, e critérios ambientais e econômicos se tornam secundários neste momento. Conforme informações da administração do CLA, a parcela anual de horas em que há lançamentos é muito menor do que a do cenário de operação regular sem lançamento, o que também justifica a operação com este objetivo durante os lançamentos. Uma visão geral das características dos cenários típicos de operação do CLA é mostrada na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Visão geral das características dos cenários típicos de operação do CLA.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Durante uma campanha de lançamento, o protocolo operacional do CLA exige que a rede elétrica interna deve operar em modo ilhado, com elevado grau de segurança e com opções de redundância de fontes de geração, além da gestão de cargas prioritárias e não-prioritárias, em caso de emergência. Caso a alimentação das instalações críticas do CLA seja baseada apenas na rede da concessionária local, a Equatorial Energia (EQTL), uma falta ou perda dessa rede pode comprometer o funcionamento do CLA podendo, inclusive, interromper a realização dos lançamentos.

Antes da implantação da CLA- μ Grid, GMGs a diesel eram usados para cumprir o referido protocolo operacional. O uso desses GMGs tem um impacto ambiental. Entretanto, DERs despacháveis são necessários para se obter a redundância de fontes de geração e, consequentemente, proporcionar resiliência e segurança energética nos períodos de lançamento.

3.2. A microrrede CLA-μGrid

A CLA-μGrid é uma MMC piloto no Brasil, com DERs renováveis e despacháveis, e atende cargas de IC localizadas na área do CLA. Essa microrrede pode operar conectada à rede da EQTL (operação *on-grid*) ou desconectada dessa rede (operação *off-grid*), e é composta pelos seguintes DERs gerenciáveis:

- Uma usina solar fotovoltaica (UFV) com 1 MWp de potência CA (1,25 MWp CC);
- Um BESS com baterias LFP (íon de lítio ferro fosfato), com capacidade de 1 MW / 1 MWh;
- Três GMGs trifásicos a diesel de potência 375 kVA / 300 kW no regime *standby*⁶, 338 kVA / 270 kW no regime *prime*⁷ [144], [145], [146].

O pico da capacidade instalada da microrrede, considerando apenas os DERs despacháveis, *i.e.*, o BESS e os GMGs, é de:

- 810 kW, considerando a potência em *prime* dos GMGs ($3 \times 270 \text{ kW} = 810 \text{ kW}$ em *prime*) e o BESS totalmente descarregado;
- 1,81 MW considerando a potência em *prime* dos GMGs e o BESS totalmente carregado.

A opção pelo regime *prime* para os GMGs da CLA-μGrid se deu por razões de segurança energética, em função do limite consideravelmente superior de horas no ano passível de operação com carga variável em relação ao regime *standby*. Isto configura uma forma conservadora de preservar a integridade destes equipamentos, já que não há registro oficial disponível com dados de duração das campanhas de lançamento. Assim, em modo *prime*, os GMGs podem operar durante as campanhas de lançamento por um período superior a 200 horas no por ano. A carga máxima da área atendida pela CLA-μGrid é estimada em 560 kW, com fator de carga próximo de 95 % dentro do intervalo das 6h às 18h, e de 50 % fora deste intervalo, ou seja, aproximadamente 280 kW. Então, tem-se que a potência total dos DERs despacháveis supera a carga máxima da CLA-μGrid em aproximadamente:

- 1,45 vezes com o BESS totalmente descarregado;
- 3,23 vezes com o BESS totalmente carregado.

⁶ ESP (*emergency standby power*): regime de potência em que o GMG é usado em situações de emergência como fonte de *backup* durante interrupções do fornecimento da fonte principal (*e.g.*, concessionária local), conforme norma ISO 8528-1[141]. Corresponde ao uso da potência máxima do GMG em aplicações de carga variável em um período não superior a 200 horas por ano. A carga média real ($P_{pa} = \sum_{i=1}^n P_i t_i / \sum_{i=1}^n t_i$, onde P_i é a potência demandada pela carga no intervalo de tempo t_i) em 24 horas não deve exceder 70% da potência *standby* do GMG [142].

⁷ PRP (*prime rated power*): regime de potência em que o GMG é usado regularmente, por um número ilimitado de horas no ano ($365 \times 24 = 8760$ horas/ano), em aplicações com carga variável (*e.g.*, operação em paralelo com a concessionária no horário de ponta). A carga média real em 24 horas não deve exceder 70% da potência *prime* do GMG, com possibilidade de sobrecarga de 10% por 1 hora a cada 12 horas de operação, conforme normas ISO 8528-1 e ISO 3046-1 [142], [143].

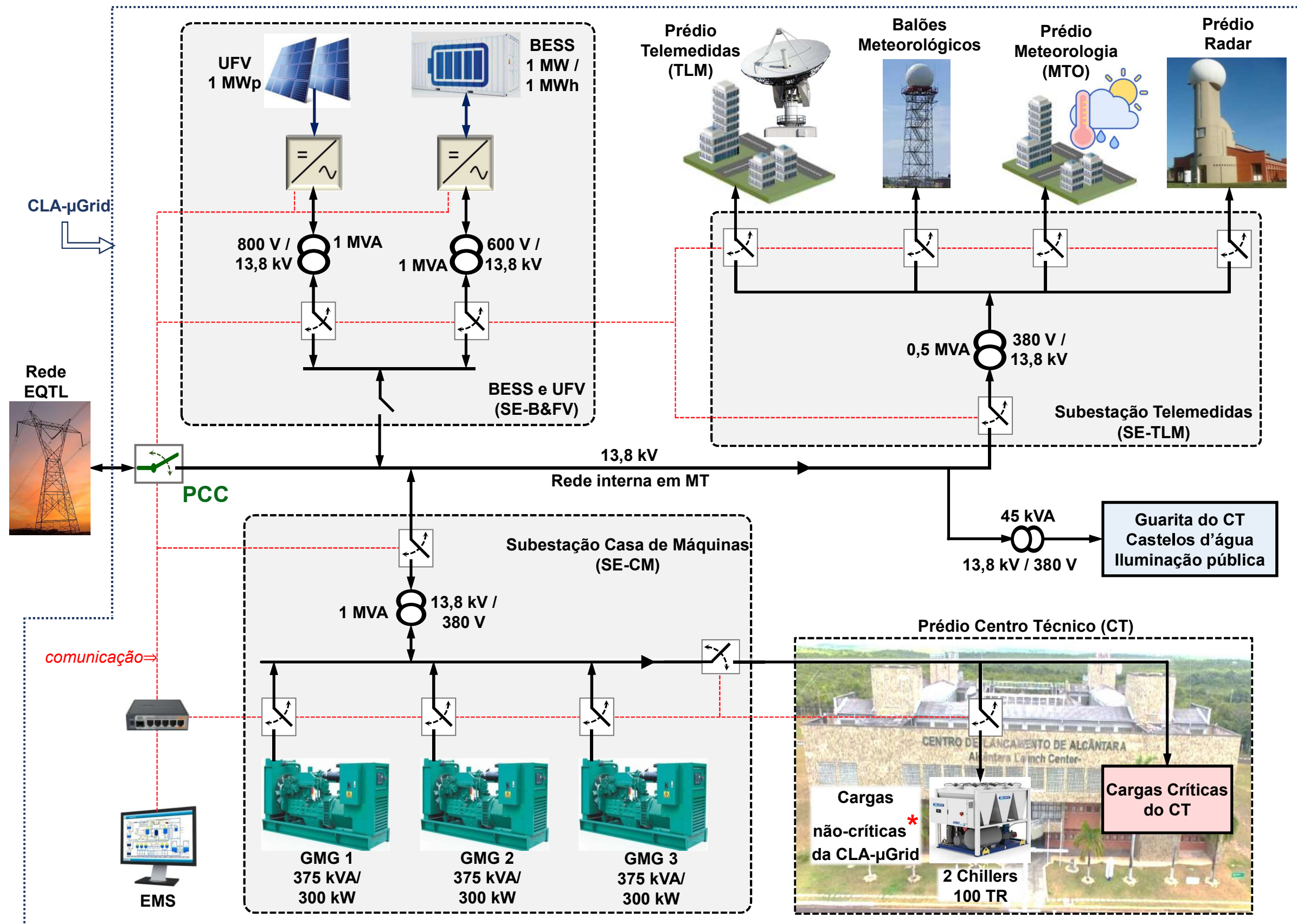
Essa assimetria intencional entre capacidade dos DERs e demanda máxima foi idealizada para garantir resiliência e segurança energética às cargas. Assim, a microrrede pode ser capaz de suportar a perda de um dos DERs, *i.e.*, contingências de geração N-1 (cada GMG é considerado como um DER independente e o BESS descarregado é considerado como uma contingência), sem interrupção do fornecimento [147]. A delimitação das cargas e da área contemplada pela CLA-μGrid foi feita com base em discussões entre os agentes envolvidos diretamente no projeto de implantação da microrrede, ou seja, a EQTL, o IEE da UFMA e o CLA. A premissa considerada foi a de atender maior número possível de cargas críticas do CLA a partir da CLA-μGrid. A rede elétrica interna é aérea em MT, com tensão nominal de linha de 13,8 kV, e as cargas são atendidas em BT (380/220V). Um diagrama de blocos simplificado da topologia da microrrede é mostrado na Figura 3.2. A rede interna possui três transformadores de 1 MVA e um de 0,5 MVA para interconexão dos DERs e das cargas. Os enrolamentos do lado de MT desses transformadores estão conectados em Delta. Além da chave do PCC, dos DERs e das cargas, outros componentes gerenciáveis incluem:

- Relés multifunção para comando dos disjuntores de MT dos transformadores do BESS, da UFV, da Subestação Casa de Máquinas (SE-CM) e da Subestação Telemedidas (SE-TLM);
- Circuitos telecomandados dos quadros de BT das subestações SE-CM e SE-TLM;
- Quadro de Transferência Automática (QTA) dos GMGs da SE-CM (vide Figura 3.3);
- Multimetro de entrada dos quadros gerais de BT (monitoramento).

O EMS da CLA-μGrid gerencia os DERs, a chave do PCC, as cargas e os demais componentes gerenciáveis da microrrede a partir de uma rede de comunicação em fibra óptica. As únicas cargas não-críticas são dois Chillers de 100 TR que fazem parte das cargas do prédio CT. Entretanto, esses Chillers só são considerados como cargas não-críticas para os casos em que um problema na EQTL (*i.e.*, falta, perda ou problema de QEE) ou de falta interna que originou uma operação não-planejada em modo *off-grid*. A rede interna ainda conta com outras cargas de pequeno porte alimentadas por um transformador de 45 kVA, a saber, cargas de iluminação pública, da guarita da guarda do CT e dos castelos d'água (vide também diagrama unifilar da Figura 3.3 e vista aérea das instalações da microrrede da Figura 3.4).

Durante o período de operação regular, o modo *on-grid* é prioritário. A UFV e o BESS são usados para reduzir a fatura de energia do CLA. Em caso de perda da rede da EQTL, a CLA-μGrid opera em modo *off-grid* não-planejado. A chave do PCC abre e o BESS assume imediatamente a formação da rede se o valor do SOC das baterias for suficiente para tal no momento da perda da rede da EQTL. A geração da UFV é controlada para manter o balanço de potência interno. O uso dos GMGs, nesses casos, é arbitrado pelo operador, uma vez que não há requisitos explícitos por resiliência e segurança energética. Entretanto, caso o SOC atinja o valor de 25% (determinado durante o comissionamento para evitar que as baterias atinjam o SOC mínimo que, segundo o fabricante, garante uma vida útil às mesmas, caso não seja ultrapassado), os GMGs devem ser acionados para funcionarem como fontes de *backup*. Já durante os períodos de lançamento, a operação *off-grid* é, a priori, obrigatória, e todos os DERs são gerenciados pelo EMS com o objetivo de prover maior resiliência e segurança energética para as cargas.

Figura 3.2 – Diagrama de blocos simplificado da topologia da microrrede CLA-μGrid.



* Apenas em caso de operação não-planejada no modo *off-grid*

Fonte: Elaborado pelo Autor.

É importante ressaltar que os GMGs da subestação SE-CM, via de regra, só operam durante os lançamentos, ou como fontes de *backup* para as cargas da microrrede em caso de problema na rede da EQTL, de falta interna ou de indisponibilidade/SOC mínimo do BESS.

Antes da implantação da CLA-μGrid, as instalações da área delimitada para a microrrede contavam com cinco geradores a diesel de 250kVA, sendo três instalados na subestação SE-CM, e dois na SE-TLM. A subestação SE-CM alimenta as cargas do prédio CT (incluindo três equipamentos de refrigeração, *i.e.*, Chillers, de 100 TR cada). Já a subestação SE-TLM alimenta os prédios Telemedidas (TLM), Radar, Meteorologia (MTO) e os balões meteorológicos. Estes geradores funcionavam apenas como fontes de *backup*, substituindo localmente a rede da EQTL, sendo capazes de operar em paralelo entre si, mas não com a rede da EQTL. Durante a implantação da CLA-μGrid, os geradores antigos da SE-CM foram substituídos pelos GMGs de 375 kVA / 300 kW (*standby*). Quanto aos geradores antigos da SE-TLM, os mesmos permanecerão, em princípio, sem alterações, uma vez que não fazem parte do escopo de modernização previsto no projeto de implantação da CLA-μGrid. Esses geradores antigos continuarão funcionando como fonte de *backup*, com intertravamento elétrico com a rede da EQTL (ou com a rede interna quando em modo *off-grid*). Neste caso, poderão ser acionados de forma manual ou automática em caso de perda da rede elétrica que supre a SE-TLM.

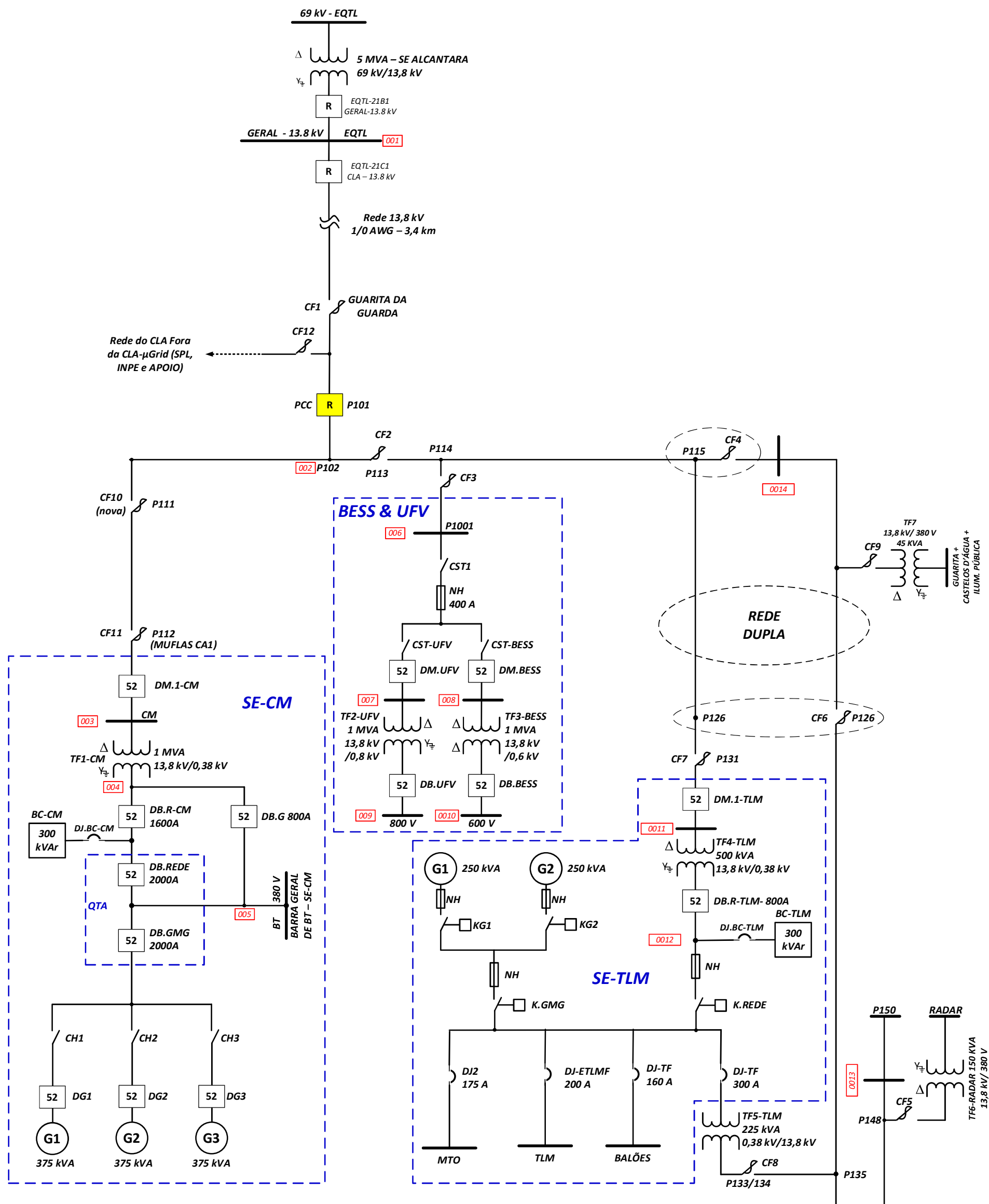
Um diagrama unifilar da CLA-μGrid é mostrado na Figura 3.3. As subestações SE-CM, SE-TLM e BESS & UFV estão destacadas pelas linhas tracejadas em azul. A rede interna da CLA-μGrid será atendida em MT de 13,8 kV pela rede da EQTL, a qual deriva da subestação de 5 MVA (SE Alcântara), 69 kV / 13,8 kV, da EQTL, localizada aproximadamente a 3,4 km. Essa subestação atende o CLA, a sede da cidade de Alcântara – MA, e outras cargas dessa região. Alguns metros após a Guarita da Guarda do CT (vide Figura 3.4), o circuito aéreo se divide em dois. Um destes corresponde à CLA-μGrid, delimitada pelo PCC localizado no poste P101. O outro corresponde ao restante do CLA fora da microrrede (Setor de Preparação e Lançamento – SPL, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE e Apoio). O valor das potências de curto circuito, $S_{cc3\phi}$, e das correntes de curto-circuito, $I_{cc3\phi}$, trifásicas na saída do alimentador da SE Alcântara que atende o CLA e no PCC da CLA-μGrid são mostradas na Tabela IV.

Tabela IV – Valores de potência e corrente de curto-circuito da rede que alimenta a CLA-μGrid.

Ponto da rede elétrica	Potência de curto-circuito trifásico ($S_{cc3\phi}$)	Corrente de curto-circuito trifásico ($I_{cc3\phi}$)	Curto-circuito fase-terra ($I_{cc1\phi}$)
Início do alimentador	32,55 MVA	1362,03 A	--
PCC da CLA-μGrid	22,99 MVA	961,83 A	500 A

A jusante do PCC, no poste P102, a rede interna da CLA-μGrid é derivada em dois ramais, um em direção à SE-CM e outro em direção à SE-TLM. Os GMGs de 375kVA da SE-CM são conectados à rede elétrica do CLA através do QTA instalado nessa subestação. No ramal em direção à SE-TLM, no poste P114, A UFV e o BESS se conectam com a rede interna da microrrede a partir de um único ramal de ligação que se origina em uma subestação abrigada em alvenaria (BESS & UFV). Essa subestação alimenta dois transformadores de 1 MVA, sendo um de 13,8kV/600V (Δ - Δ) para o BESS e outro de 13,8kV/800V (Δ -Y aterrado) para a UFV.

Figura 3.3 – Diagrama unifilar da microrrede CLA-μGrid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

O transformador da UFV (TF2-UFV) é instalado em uma das baias da subestação. O transformador do BESS (TF3-BESS) é instalado dentro do contêiner do respectivo eletrocentro, o qual também abriga as baterias e o sistema de conversão de potência (PCS – *power conversion system*).

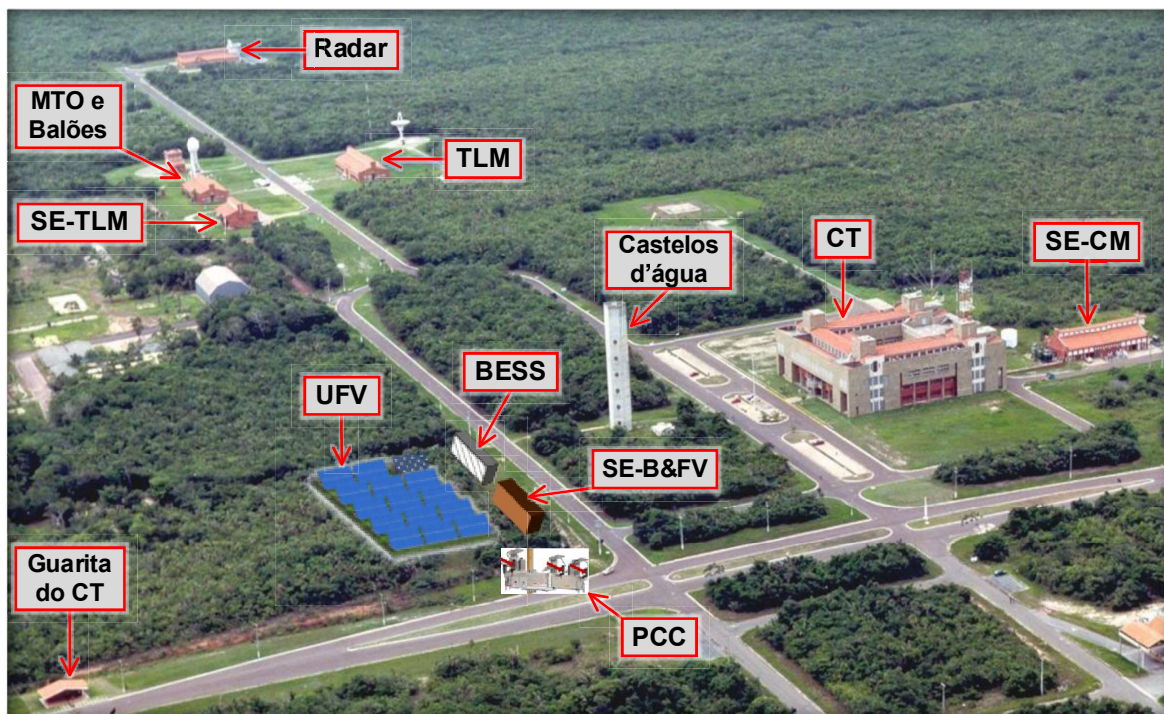
Como se pode observar na Figura 3.3, No ramal em direção à subestação SE-TLM, no poste P115, inicia-se uma rede de MT dupla. Existe a possibilidade de reconfiguração da topologia da rede de MT a partir de manobras com as chaves fusíveis CF4, CF6 e CF8. Estas alterações permitem que o prédio do Radar e o transformador TF7 de 45 kVA (que atende as instalações da Guarita da guarda do CT, da iluminação externa e dos castelos d'água) possam ser atendidos pela SE-TLM (transformador elevador TF5-TLM de 225 kVA) ou diretamente pela rede tronco. Na configuração usual, CF4 é mantida aberta, e CF8 e CF6 fechadas. Assim, o prédio do Radar e o transformador TF7 são alimentados diretamente pelos transformadores conectados às chaves CF8 e CF5. Por outro lado, se CF8 estiver aberta e CF4 fechada, o Radar pode ser alimentado pela rede tronco. A distância média entre os postes é de 37,5 metros. Uma estimativa das impedâncias aproximadas dos trechos da rede interna em MT da CLA-μGrid (baseada em dados técnicos de resistência e de reatância indutiva por quilômetro, fornecidos por fabricantes de cabos de alumínio CAA 1/0 AWG – Raven [148]) são listadas na Tabela V. Dados relativos à configuração da rede não foram considerados nessa estimativa.

Tabela V – Distâncias e impedâncias aproximadas dos trechos da rede MT da CLA-μGrid.

Trecho / Ponto	Postes	Distância aproximada	Impedância do trecho ($R_{eq} + jX_{Leq}$)
PCC	P101	--	--
PCC até P102	P101 – P102	37,5 m	$0,0266 + j0,0157 \Omega$
Derivação para a SE-CM	P102	--	--
P102 à SE-CM (P112)	P102 – P112	375 m	$0,2659 + j0,1570 \Omega$
Ponto de conexão BESS & UFV	P114	--	--
P102 à conexão de BESS & UFV	P102 – P114	450 m	$0,3191 + j0,1884 \Omega$
BESS & UFV ao início da rede dupla	P114 – P115	37,5 m	$0,0266 + j0,0157 \Omega$
Início da rede dupla	P115	--	--
P115 ao TF7 (P116)	P115 – P116	37,5 m	$0,0266 + j0,0157 \Omega$
P115 à SE-TLM (P131)	P115 – P131	600 m	$0,4254 + j0,2512 \Omega$
P115 ao fim da rede dupla	P116 – P135	712,5 m	$0,5052 + j0,2983 \Omega$
TF5-TLM (P133) ao fim da rede dupla	P133 – P135	75 m	$0,0532 + j0,0314 \Omega$
Fim da rede dupla	P135	--	--
P135 ao prédio Radar	P135 – P148	487,5 m	$0,3456 + j0,2041 \Omega$

Uma vista aérea da área delimitada para a microrrede, com indicação do local das instalações que comporão a mesma, é mostrada na Figura 3.4. A sigla SE-B&FV se refere à subestação abrigada BESS & UFV destacada na Figura 3.3.

Figura 3.4 – Vista aérea da área da CLA- μ Grid com indicação das instalações da microrrede.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

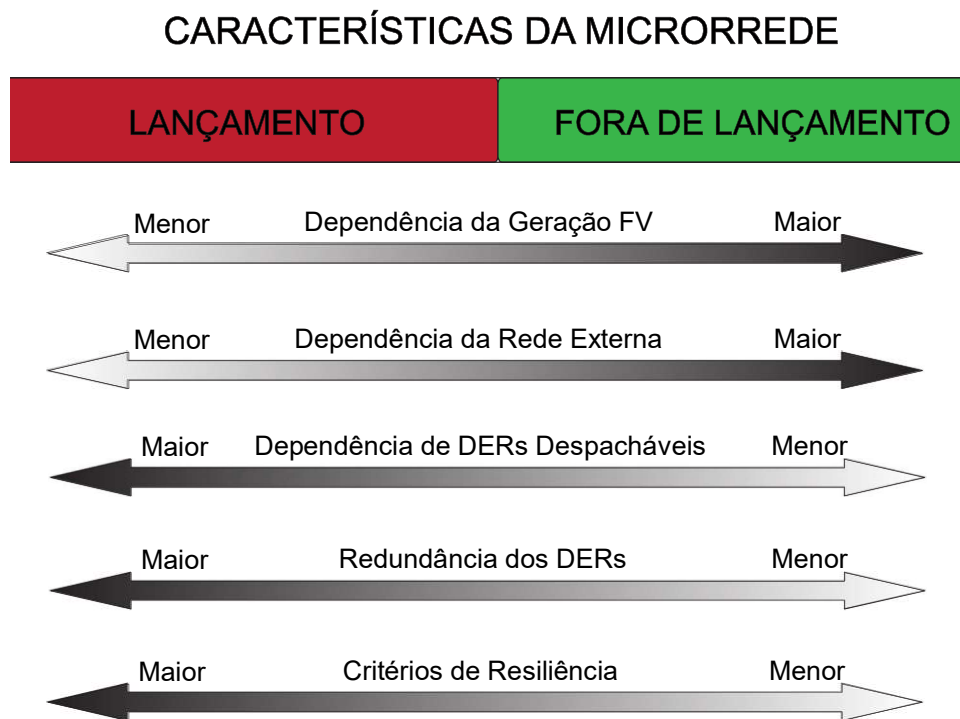
3.2.1. Funcionalidades requeridas para a CLA- μ Grid

Os requisitos destacados para a microrrede são:

- Resiliência e segurança energética para as cargas críticas do CLA atendidas pela microrrede (*i.e.*, todas as cargas da CLA- μ Grid, exceto dois Chillers de 100 TR do prédio CT);
- Modo *off-grid* programado com operação segura e ininterrupta durante os períodos de campanha de lançamento, seguindo os protocolos definidos pelo CLA;
- Minimizar as emissões de gases poluentes provenientes do uso dos GMGs;
- Reduzir os custos do CLA com a compra de energia da EQTL durante os períodos de operação regular sem lançamentos.

Para garantir resiliência e segurança energética durante os lançamentos, é preferível que as cargas da microrrede sejam alimentadas pelo BESS e pelos GMGs, com auxílio da geração intermitente da UFV. Além de ser uma política interna, a operação em modo *off-grid* durante os lançamentos é o meio mais seguro para garantir que a microrrede esteja imune a faltas e ataques externos. Além disso, a microrrede deve estar preparada para eventuais perdas da rede da EQTL no caso da operação regular em modo *on-grid*. Uma visão geral das características da microrrede, de acordo com cada cenário de operação, é mostrada na Figura 3.5.

Figura 3.5 – Visão geral das características da CLA- μ Grid, de acordo com o cenário de operação.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.2.2. Modos de Operação e Transições da CLA- μ Grid

Quando em plena operação, a microrrede deverá dispor dos seguintes modos de operação em regime permanente e transições entre modos:

- Modos de operação em regime permanente:
 - Conectado à rede da EQTL (*on-grid*);
 - Ilhado/desconectado da rede da EQTL (*off-grid*).
- Transições entre modos:
 - Ilhamento programado (*on-grid* para *off-grid* programado);
 - Ilhamento não-programado (*on-grid* para *off-grid* não-programado);
 - Reconexão automática (*off-grid* para *on-grid*);
 - *Black start* (autorrestabelecimento da microrrede em modo *off-grid*).

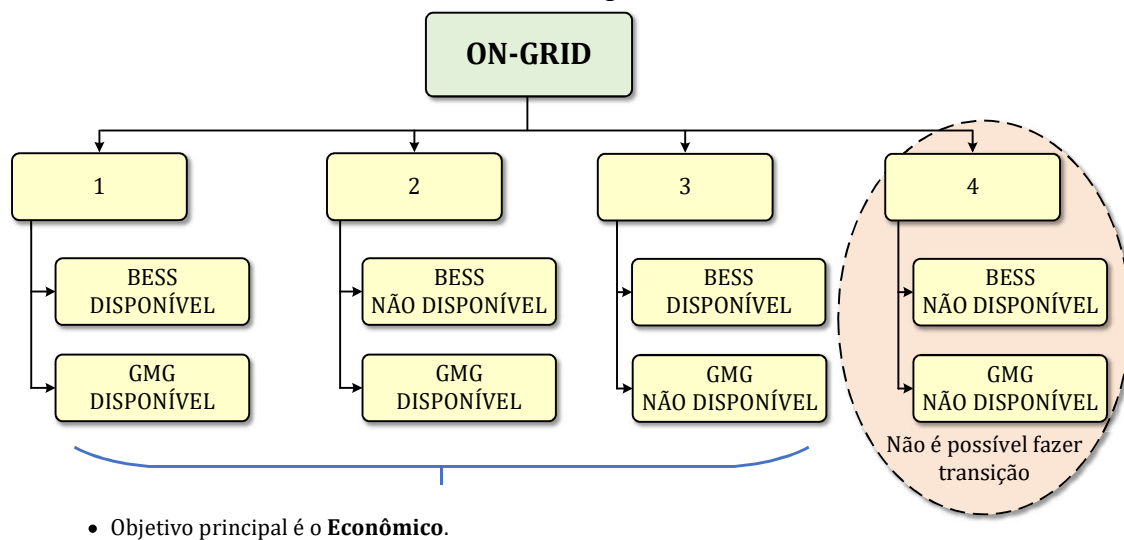
As operações em cada um dos modos de operação em regime dependem da disponibilidade dos DERs despacháveis (BESS e GMGs). O termo “disponibilidade” diz respeito ao DER estar operacional, sem restrição de sua capacidade total e pronto para ser despachado a partir de comando do EMS. É essencial que pelo menos um dos DERs despacháveis esteja disponível operacionalmente para que se possa realizar transições do modo *on-grid* para o modo *off-grid*. As características esperadas para os modos *on-grid* e *off-grid* são descritas a seguir.

3.2.2.1. Modo on-grid em regime permanente

Neste modo a chave do PCC encontra-se fechada e a CLA- μ Grid está conectada à rede da EQTL. O modo *on-grid* ocupará a maior parcela de horas de um ciclo anual de funcionamento do CLA. Neste cenário, o objetivo principal é o econômico, isto é, reduzir os gastos com a compra de energia da EQTL. Em condições de irradiação solar plena, a UFV produzirá uma energia que excederá a demandada pelas cargas da microrrede, em razão da intencional assimetria entre geração e carga. Essa energia poderá ser usada para carregar o BESS, caso esse DER não esteja totalmente carregado, e/ou ser injetada na rede da EQTL. Ações de arbitragem de energia e *peak-shaving* são previstas de forma a explorar o potencial da UFV e do BESS. Esta operação incorpora os benefícios da redução de emissões de poluentes, uma vez que apenas a UFV opera neste cenário. Além disso, outras funcionalidades de gerenciamento de DERs renováveis e de armazenamento podem ser empregadas, tais como suavização da geração, suporte de tensão e controle de injeção de potência reativa [20], [31], [149].

As quatro possibilidades de operação da CLA- μ Grid no modo *on-grid* de acordo com as disponibilidades dos DERs despacháveis são apresentadas na Figura 3.6. Os GMGs serão importantes apenas caso ocorram transições do modo *on-grid* para o modo *off-grid*. Caso nenhuma fonte despachável esteja disponível, não é possível realizar a transição para o modo *off-grid*.

Figura 3.6 – Cenários de operação da CLA- μ Grid no modo *on-grid* conforme a disponibilidade das fontes despacháveis.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.2.2.2. Modo off-grid em regime permanente

Este cenário está associado não apenas às campanhas de lançamento, mas também aos ilhamentos não-planejados em casos de problemas na rede da EQTL ou de faltas na rede interna da microrrede. No caso dos ilhamentos planejados (campanhas de lançamento), todas as cargas da microrrede são consideradas críticas e os objetivos dominantes são a resiliência e a segurança energética. Caso o BESS esteja disponível, o mesmo forma a rede *off-grid*. Caso contrário, os GMGs assumem a formação da rede. A UFV funciona apenas no modo seguidor de rede.

Quando há uma campanha de lançamento agendada, uma rotina de pré-campanha para garantir que o BESS (se disponível) esteja totalmente carregado no início da campanha. Assim, o BESS é retirado das funcionalidades previstas para o modo *on-grid* durante as vinte e quatro horas que antecedem o início do lançamento, e o BESS é carregado a partir da rede da EQTL e do excedente de geração da UFV.

Para manter as cargas da CLA-μGrid alimentadas, tem-se as seguintes ações para gerenciamento de contingências de geração N-1 (perda ou indisponibilidade de um dos DERs):

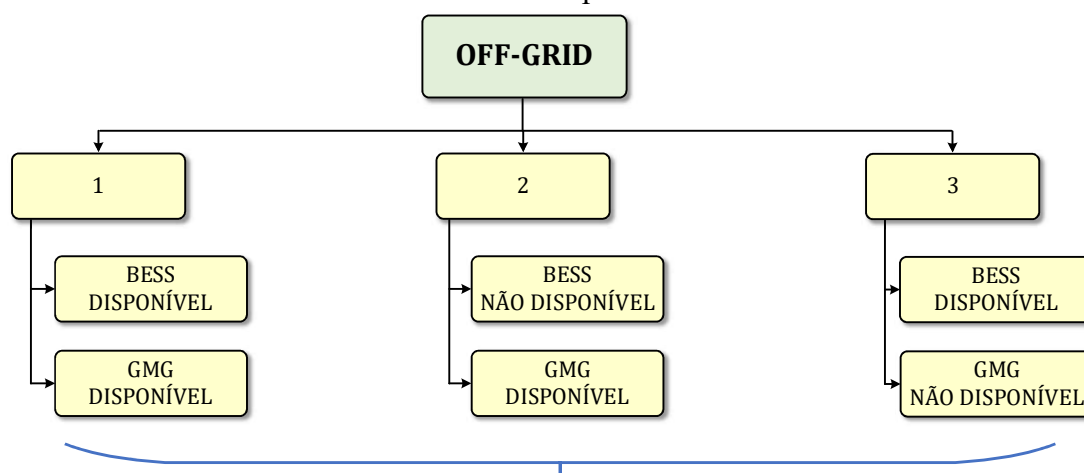
- Perda do BESS: GMGs assumem a formação da rede e a UFV permanece funcionando no modo seguidor de rede;
- Perda de um GMG: BESS permanece formando a rede. Os GMGs restantes e a UFV permanecem funcionando como seguidores de rede;
- Perda da UFV: BESS permanece formando a rede e os GMGs permanecem funcionando como seguidores de rede.

Resumidamente, todos os DERs disponíveis (*i.e.*, BESS, UFV e GMGs, caso estejam disponíveis) são despachados de forma a prover redundância de geração e manter o balanço de potência em modo *off-grid*. No caso da perda de um dos DERs, os demais que permanecem disponíveis assumem a carga sem que haja interrupção do fornecimento.

No caso dos ilhamentos não-planejados, não há demanda explícita por resiliência ou segurança energética, e o uso dos GMGs para auxiliar o BESS e a UFV na alimentação das cargas pode ser arbitrado pelo operador da microrrede. Porém, em caso de indisponibilidade do BESS, os GMGs são despachados para operar como fonte de *backup* das cargas da microrrede.

As três possibilidades de operação do modo *off-grid* de acordo com as disponibilidades dos DERs despacháveis são apresentadas na Figura 3.7. Nota-se da Figura 3.7 que é necessário que, pelo menos, uma das fontes despacháveis (BESS ou GMGs) esteja disponível para que seja possível a operação *off-grid*.

Figura 3.7 – Cenários de operação da CLA-μGrid no modo *off-grid* conforme a disponibilidade das fontes despacháveis.



- Objetivo principal é a **segurança da operação**
- O balanço de potência é crítico e deve ser dinamicamente mantido

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O balanço dinâmico de potência da CLA-μGrid em modo *off-grid* é garantido a partir do gerenciamento:

- Da potência consumida pela carga, P_{carga} ; e,
- Da potência dos DERs, P_{DERs} , ou seja, a da potência gerada pelos GMGs e pela UFV e da potência armazenada no BESS. Assim, deve-se garantir:

$$P_{\text{carga}} - P_{\text{DERs}} = 0 \quad (2)$$

em toda a operação no modo *off-grid*. Para tal, têm-se as seguintes situações:

- a) BESS, UFV e GMGs (todos os DERs) operando: neste caso o BESS forma a rede e os GMGs e a UFV estão no modo seguidor de rede, injetando potência. Esta situação só ocorre no caso da operação *off-grid* programada. Os GMGs devem injetar o mínimo possível em função do consumo e consequente queima de diesel. Porém, em razão de recomendações do fabricante, cada um dos GMGs deve operar despachando pelo menos 30% da sua capacidade nominal (*i.e.*, regime *standby*). A potência injetada pela UFV, P_{UFV} , não pode ser superior à soma da potência demandada pela carga, P_{carga} , subtraída da potência injetada pelos GMGs, P_{GMGs} , *i.e.*, $P_{\text{saldo}} = P_{\text{carga}} - P_{\text{GMGs}}$, com a potência que pode ser absorvida pelo BESS, P_{BESS} , ou seja:

$$P_{\text{UFV}} = P_{\text{saldo}} + P_{\text{BESS}} = (P_{\text{carga}} - P_{\text{GMGs}}) + P_{\text{BESS}}. \quad (3)$$

Caso a soma das potências injetadas pela UFV e pelos GMGs, $P_{\text{UFV}} + P_{\text{GMGs}}$, seja inferior à demandada pela carga o BESS deve injetar potência, ou seja:

$$P_{\text{BESS}} = (P_{\text{UFV}} + P_{\text{GMGs}}) - P_{\text{carga}}. \quad (4)$$

- b) Apenas o BESS e a UFV operando: neste caso o BESS está formando a rede e a UFV está no modo seguidor de rede. A potência injetada pela UFV não pode ser superior à soma da potência demandada pela carga com a potência que pode ser absorvida pelo BESS, ou seja:

$$P_{\text{UFV}} \leq P_{\text{carga}} + P_{\text{BESS}}. \quad (5)$$

Caso a potência injetada pela UFV seja inferior à demandada pela carga, o BESS deve injetar potência, ou seja:

$$P_{\text{BESS}} = P_{\text{UFV}} - P_{\text{carga}}. \quad (6)$$

- c) Apenas os GMGs e a UFV operando: neste caso os GMGs formam a rede e a UFV funciona no modo seguidor de rede. A potência injetada pela UFV não pode ser superior à demandada pela carga, ou seja:

$$P_{\text{UFV}} \leq P_{\text{carga}}. \quad (7)$$

Caso apenas os BESS ou os GMGs estejam disponíveis, a potência fornecida pelo BESS (apenas BESS disponível), ou a potência fornecida pelos GMGs (apenas GMGs disponíveis), deve ser igual à demandada pela carga.

3.2.2.3. Transições entre os modos de operação da CLA-μGrid

Transições são processos críticos que impõem alguns requisitos técnicos para o controle e a proteção da microrrede e seus respectivos componentes. Tais requisitos incluem especificações de sincronização, execução de ações sequenciais e respostas dinâmicas compatíveis com os comandos do EMS. Padrões e guias normativos internacionais aplicáveis às microrredes foram usados como base para definição dos critérios e passos a serem seguidos durante as transições da CLA-μGrid [12], [22], [29]. A norma IEEE Std 2030.7-2017 [12], por exemplo, indica os passos que devem ser executados pelo sistema de controle de uma microrrede em cada tipo de transição. Esses passos são listados na Tabela VI a seguir.

Tabela VI – Passos que devem ser executados pelo sistema de controle de uma microrrede nas transições entre os modos de operação em regime conforme IEEE Std 2030.7-2017.

Passo	Tipo de Transição		
	<i>on-grid para off-grid programada</i>	<i>on-grid para off-grid não-programada</i>	<i>off-grid para on-grid (reconexão)</i>
1º	Iniciação: receber comando de ilhamento.	Iniciação: detectar condições de ilhamento. Detectar o distúrbio ou a falta na rede externa ou interna.	Ressincronizar: ajustar V (volts), f (Hertz) e θ (rad/s) dentro de limites especificados pela regulação local.
2º	Balanço interno: zerar fluxos de potência ativa e reativa no PCC.	Ajuste de controladores e proteção locais.	Ajuste de controladores e proteção locais.
3º	Ajuste de controladores e dispositivos de proteção locais.	Criação da ilha. Abertura do PCC. Executar corte de carga e/ou <i>black start</i> , se necessário.	Reconexão à rede da concessionária. Fechamento do PCC.
4º	Criação da ilha. Abertura do PCC.	Mudança para o modo de despacho ilhado em regime.	Mudança para o modo de despacho conectado à rede em regime.
5º	Mudança para o modo de despacho ilhado em regime.	--	--

Fonte: Adaptado de [12].

Para o caso da CLA-μGrid, em relação às transições programadas, executam-se as seguintes ações (correspondentes aos passos da Tabela VI):

- Passo 1: o operador registra no EMS o agendamento de uma campanha de lançamento. O EMS realiza a rotina de pré-lançamento para garantir que o BESS (caso disponível) esteja totalmente carregado no momento da execução da transição programada do modo *on-grid* para o modo *off-grid*. No horário agendado para a execução da transição, o operador verifica as condições para a realização da campanha de lançamento e autoriza (ou não) a execução da mesma;
- Passo 2: com a CLA-μGrid ainda em modo *on-grid*, o BESS e a UFV, ambos em modo seguidor de rede, injetam potência para baixar o fluxo de potência ativa e reativa na chave do PCC. O BESS é responsável pelo controle de potência. Caso o

BESS esteja indisponível, os GMGs devem partir em modo seguidor de rede e serem responsáveis pelo controle de potência;

- Passo 3: após a abertura do PCC, o PCS do BESS deve mudar automaticamente para o modo formador de rede e, com a microrrede já em modo *off-grid* e formada pelo BESS, os GMGs são despachados em modo seguidor de rede. Caso o BESS esteja indisponível, os GMGs devem formar a rede ilhada da CLA-μGrid;
- Passo 4: A chave do PCC deve abrir com um fluxo de potência na mesma de, no máximo, 20 kW. Este valor foi arbitrado durante os testes de comissionamento da microrrede;
- Passo 5: após a abertura do PCC, o BESS ou os GMGs formam a rede, e o balanço de potência é dinamicamente mantido conforme as regras definidas na subseção 3.2.2.2.

No caso das transições não-programadas de *on-grid* para *off-grid* da CLA-μGrid:

- Passo 1: o EMS detecta o problema na rede da EQTL ou a falta na rede interna da microrrede a partir do monitoramento da chave do PCC e da rede interna da CLA-μGrid, e verifica as condições da rede interna;
- Passos 2 e 3: Em caso de:
 - Problema na rede da EQTL (falta, perda ou problema de QEE na rede da EQTL): a chave do PCC abre e o PCS do BESS muda para o modo formador de rede. Caso o BESS esteja indisponível, os GMGs da SE-CM partem para formarem a rede *off-grid*.
 - Falta na rede interna: o BESS e a UFV são desativados para não alimentarem a falta. As proteções do lado de média tensão das subestações SE-CM e SE-TLM (vide DM.1-CM e DM.1-TLM na Figura 3.3) são abertas. Os GMGs da subestação SE-CM e os geradores da subestação SE-TLM partem para funcionarem como fontes de *backup* para as respectivas cargas locais atendidas por essas subestações. Para os GMGs da SE-CM, o QTA dos mesmos executa automaticamente esse acionamento. Já para os geradores da SE-LTM, o intertravamento elétrico do comando dos mesmos (vide K.GMG e K.REDE na Figura 3.3) atua automaticamente.
- Passo 4: após a abertura da chave do PCC, o BESS ou os GMGs da SE-CM formam a rede, e o balanço de potência é dinamicamente mantido conforme as regras definidas na subseção 3.2.2.2 (similar ao caso da transição programada).

No caso das transições de *off-grid* para *on-grid* da CLA-μGrid (reconexão com a rede da EQTL):

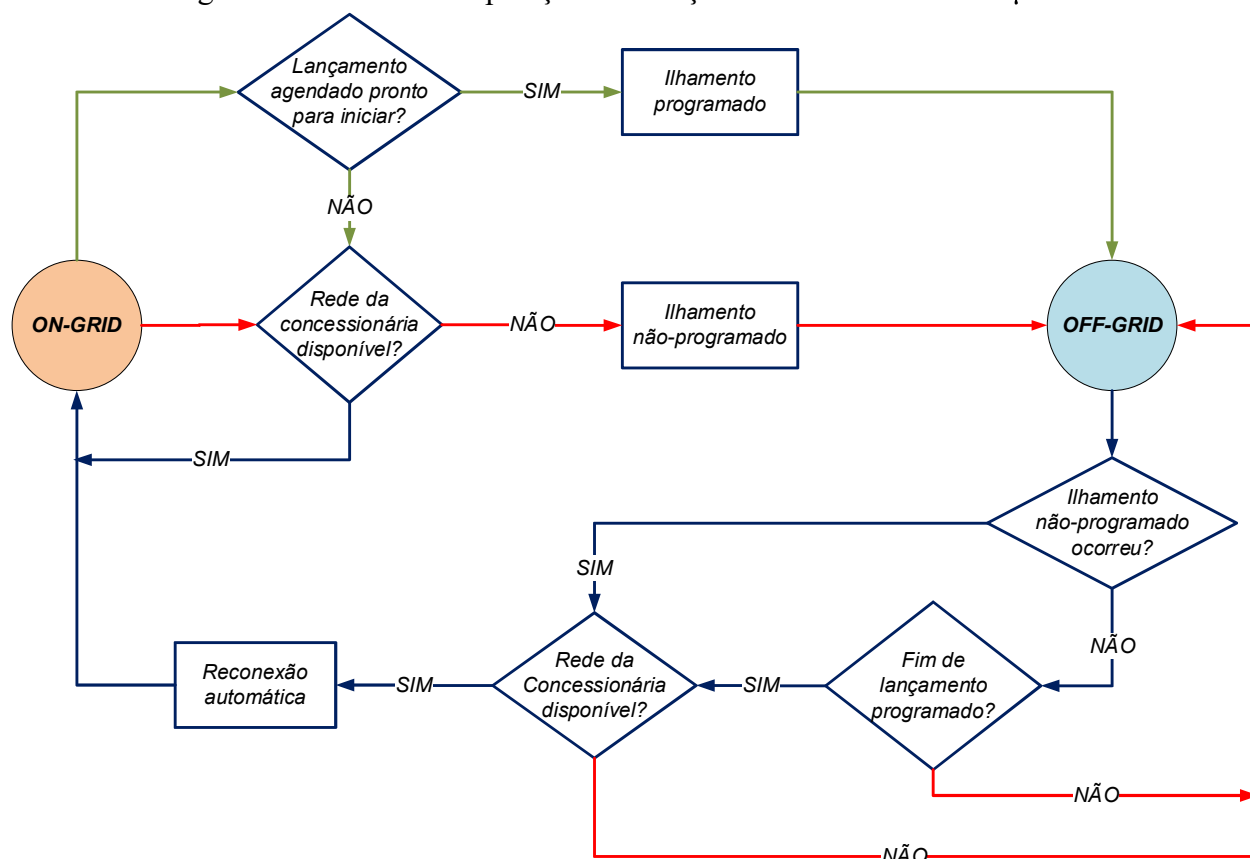
- Passo 1:
 - Caso o BESS esteja inicialmente formando a rede *off-grid*: o BESS ajusta as diferenças de tensão RMS, de ângulo de fase e de frequência das formas de

onda de tensão dos dois lados da chave do PCC para valores dentro de limites prescritos nas normas da EQTL [150];

- Caso os GMGs da SE-CM estejam inicialmente formando a rede *off-grid*: o QTA dos GMGs sincroniza as diferenças de tensão RMS, de ângulo de fase e de frequência das formas de onda de tensão dos dois lados da chave do PCC para valores dentro de limites prescritos nas normas da EQTL [150].
- Passos 2 e 3: com os valores RMS das tensões, os ângulos de fase e a frequência sincronizadas nos dois lados da chave do PCC, a mesma fecha e o DER que estava formando a rede interna da CLA-μGrid em modo *off-grid* muda sua função para seguidor de rede;
- Passo 4: Após o fechamento da chave do PCC, o BESS e a UFV funcionam em modo seguidor de rede e os GMGs, por arbitragem do operador, podem funcionar como seguidores de rede ou serem desligados.

Atualmente não há ajustes nas proteções da CLA-μGrid de acordo com o modo de operação. Um fluxograma simplificado com os processos de tomada de decisão para a realização das transições entre os modos de operação da CLA-μGrid é mostrado na Figura 3.8.

Figura 3.8 – Modos de operação e transições da microrrede CLA-μGrid.



Fonte: Adaptado de [95].

Assim, nas transições programadas do modo *on-grid* para o modo *off-grid*, a CLA-μGrid se desconecta da rede da EQTL a partir de agendamento e preparação prévios, mantendo-se assim por algumas horas, a depender da necessidade do CLA. Inicialmente, com a microrrede em modo

on-grid, o EMS verifica e gerencia os DERs despacháveis disponíveis para a transição. No momento da transição, o BESS (caso disponível) deve estar com SOC suficiente para assumir toda a carga da microrrede e garantir maior resiliência durante o ilhamento programado e posterior operação no modo *off-grid* em regime. Já no ilhamento não-programado, a CLA-μGrid se desconecta da rede da EQTL em razão de uma falta interna ou externa à microrrede, ou de um problema de QEE na rede da EQTL [150].

Quanto ao procedimento para a reconexão à rede externa, quando a CLA-μGrid está inicialmente em modo *off-grid*, a reconexão é precedida de um tempo mínimo de monitoramento das condições da rede externa. Considerando as determinações e recomendações das normas internacionais supracitadas, opta-se como escolha de projeto que este tempo de monitoramento não seja inferior a 180 segundos. Caso o fato que originou a operação em modo *off-grid* tenha sido um curto-circuito, a reconexão com a rede da EQTL não é automática, necessitando assim de uma verificação se o curto foi eliminado e de retirada da condição de alarme ou falha das respectivas proteções (*reset* de falta) para que a reconexão possa ser executada.

3.2.2.4. *Black start da CLA-μGrid*

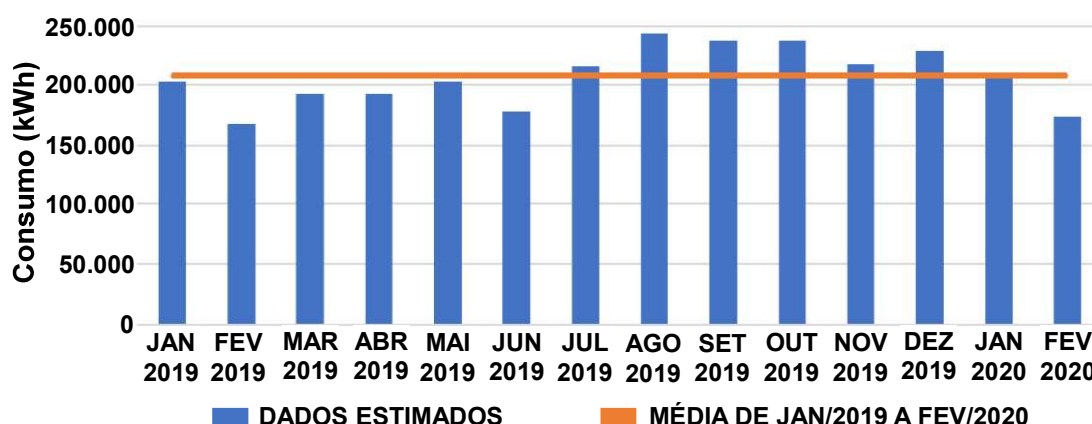
A estratégia de execução de *black start* da CLA-μGrid será do tipo *bottom-up*, conforme definições detalhadas na subseção 2.2.4 do Capítulo 2, e deverá ser realizada prioritariamente pelo BESS, com energização dos transformadores em rampa de tensão para evitar desligamentos indesejados do PCS. Em caso de indisponibilidade operacional do BESS, os GMGs deverão atuar como unidades de restauração da microrrede e suportar o transitório de energização dos transformadores. Os testes de *black start* a partir dos GMGs realizados durante comissionamento da microrrede comprovaram a capacidade dos mesmos de suportarem as correntes de *inrush* dos transformadores. Assim, quando ocorrer um desligamento completo (*blackout*) da CLA-μGrid, o EMS deverá atuar para a execução do *black-start*. Porém, esse desligamento resultará na desenergização dos transformadores da rede interna em MT da microrrede (vide Figura 3.2 e Figura 3.3). Nesse caso, para que a restauração da CLA-μGrid seja bem sucedida, *i.e.*, sem que ocorra a atuação indevida das proteções intrínsecas do BESS e/ou de demais dispositivos de proteção da microrrede, é executada uma estratégia de energização tipo *soft start* dos transformadores, limitando a magnitude das correntes de *inrush* dos mesmos. Para mais detalhes sobre o *black start* da CLA-μGrid vide subseção 4.2.7 do Capítulo 4.

3.2.3. *Perfil de Consumo das Cargas e da Rede da CLA-μGrid*

A partir de coleta de dados de memória massa de medidor localizado no ponto de entrega da rede EQTL ao CLA, de campanhas de medição realizadas nas instalações da área delimitada para a CLA-μGrid realizadas no final do ano de 2020, e da posterior análise e cruzamento desses dados, observa-se que o consumo das cargas da microrrede corresponde a aproximadamente 80% do consumo de todo o CLA. Desta forma, a metodologia de estimação do consumo de energia na região delimitada para a microrrede foi baseada no cálculo linear de 80% dos valores medidos no ponto de entrega do CLA. Assim, um gráfico do consumo de energia estimado entre janeiro de 2019 e fevereiro de 2020, da área delimitada para a CLA-μGrid, é mostrado na Figura 3.9. O consumo médio mensal, considerando esses 14 meses é de 207.240,33 kWh, conforme indicado pela reta de cor laranja na Figura 3.9. É importante ressaltar que a CLA-μGrid não atende a todas

as cargas do CLA. As instalações do SPL, do INPE e do Apoio, por exemplo, não fazem parte da microrrede, conforme já mencionado anteriormente neste capítulo.

Figura 3.9 – Consumo de energia estimado da área delimitada para microrrede entre meses de janeiro de 2019 a fevereiro de 2020.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Sobre o perfil de consumo das cargas e da rede da CLA-μGrid, é pertinente realizar algumas considerações:

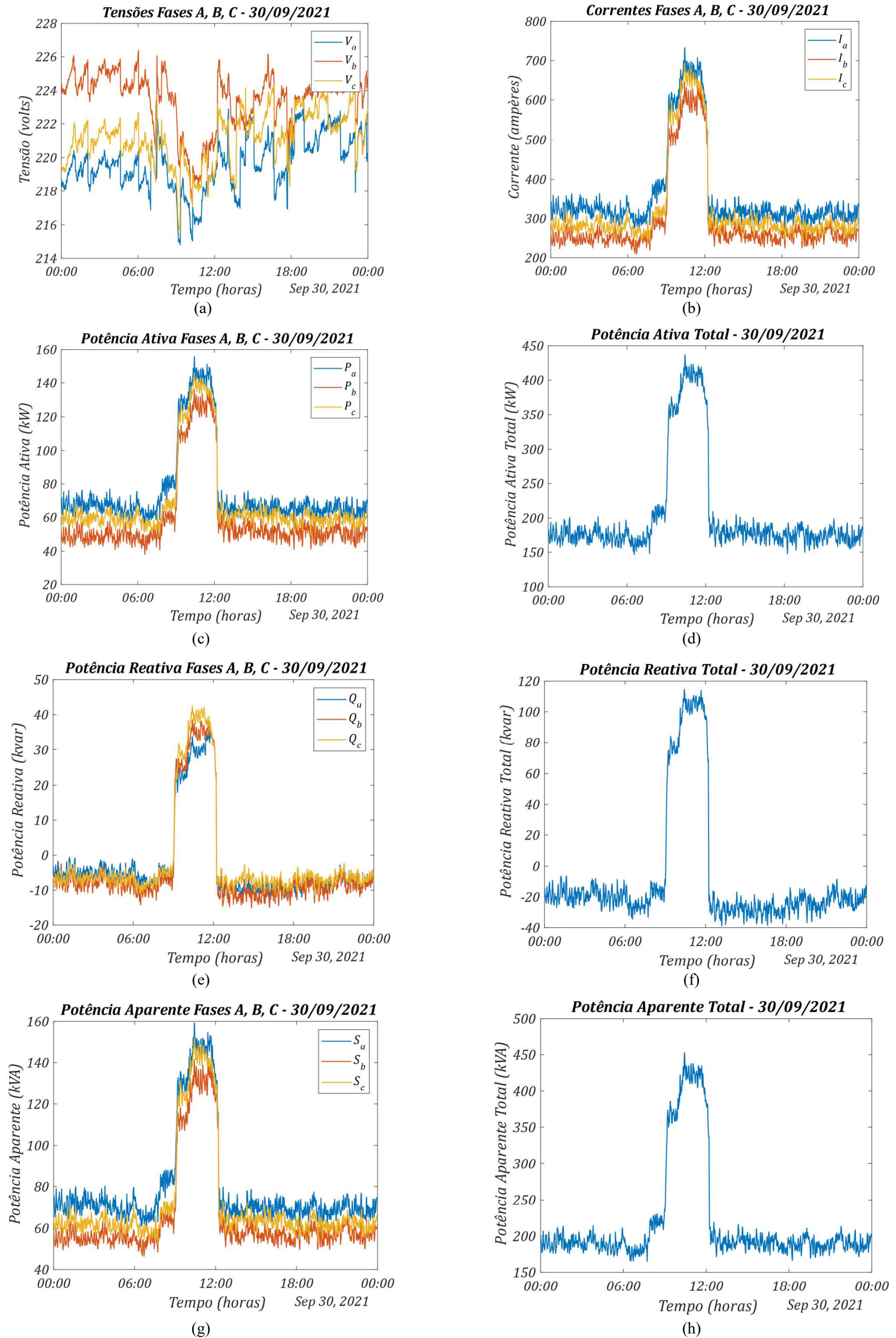
- O consumo da região do CLA delimitada para a CLA-μGrid é de aproximadamente 80% do consumo de energia elétrica de todo o CLA, com média de 207.240,33 kWh por mês, sendo totalizado 2.520,4 MWh de consumo em todo o ano de 2019;
- Em geral, os maiores valores de consumo de energia e demanda máxima de potência ocorrem em horário fora de ponta (vide Figura 3.10);
- A demanda da região microrrede possui a característica de aproximadamente um degrau com ascendência no início da manhã e descendência durante a tarde. Isto se dá em razão do expediente de trabalho da base. Este perfil é predominante nos dias úteis da semana (vide Figura 3.10).

Alguns resultados de uma campanha de medição realizada entre os dias de 24/09/2021 (sexta-feira) e 01/10/2021 são mostrados na Figura 3.10 e na Figura 3.11 a seguir. Especificamente, a Figura 3.10 mostra as medições de corrente (I_a , I_b e I_c), tensão (V_a , V_b e V_c), potência ativa (P_a , P_b , P_c e $P_{3\phi}$), potência reativa (Q_a , Q_b , Q_c e $Q_{3\phi}$), e potência aparente (S_a , S_b , S_c e $S_{3\phi}$) em cada fase e trifásicos totais (onde aplicável) para o dia 30/09/2021 (quinta-feira) para a área da CLA-μGrid. Já a Figura 3.11 mostra as medidas correspondentes para o dia 26/09/2021 (domingo). Um resumo dos valores de distorção harmônica total (DHT) máximos das tensões e correntes medidas na entrada do quadro geral de BT (QGBT) da SE-CM é mostrado na Tabela VII.

Tabela VII – DHT máximas medidas das tensões e correntes do QGBT da SE-CM.

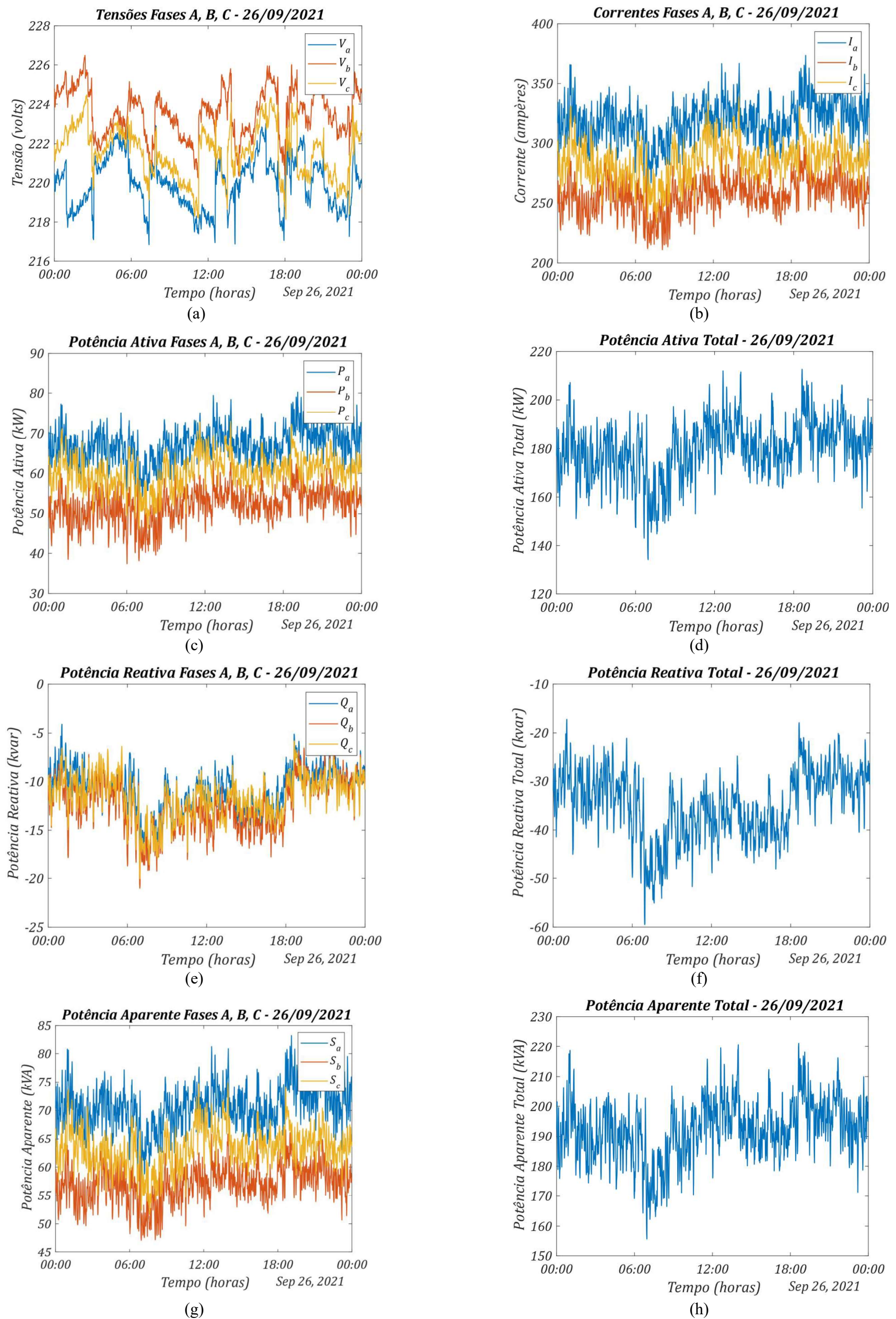
Grandeza (tensão ou corrente)	V_a	V_b	V_c	I_a	I_b	I_c
DHT máxima (%)	3,23	3,63	3,41	13,2	14,9	15,7

Figura 3.10 – Medições realizadas na área da CLA-μGrid em 30/09/2021 (quinta-feira): (a) correntes; (b) tensões; (c) e (d) potência ativa nas fases A, B e C, e trifásica; (e) e (f) potência reativa nas fases A, B e C, e trifásica; (g) e (h) potência aparente nas fases A, B e C, e trifásica.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 3.11 – Medições realizadas na área da CLA-μGrid em 26/09/2021 (domingo): (a) correntes; (b) tensões; (c) e (d) potência ativa nas fases A, B e C, e trifásica; (e) e (f) potência reativa nas fases A, B e C, e trifásica; (g) e (h) potência aparente nas fases A, B e C, e trifásica.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.2.4. Estimativa de Ganhos Econômicos e Ambientais

Para garantir resiliência e segurança energética, inclusive para contingências N-1, os custos da operação *off-grid* da CLA-μGrid tenderão a ser maiores do que os de uma microrrede sem as demandas supracitadas. Assim, uma estratégia adotada para prover redundância de fornecimento às cargas durante as campanhas de lançamento (modo *off-grid* planejado), consiste em partir os GMGs. Tal estratégia requer um gasto com combustível que seria evitável em uma microrrede não crítica. Porém, esses custos e o nível de emissões poluentes devem ser analisados considerando um ciclo anual de funcionamento das instalações do CLA e a quantidade de horas no ano em que ocorrem as campanhas de lançamento, as quais são sabidamente curtas. Ademais, a redução da conta de energia com o uso da UFV durante o modo *on-grid* pode compensar os gastos com o consumo de diesel que, por sua vez, ocorre apenas durante as campanhas de lançamento ou em situações de emergência em razão de faltas internas e/ou de perda das demais fontes de alimentação das cargas da microrrede.

Portanto, levando em conta a duração anual de cada um dos cenários de operação do CLA, podem-se estimar os ganhos econômicos e ambientais obtidos com a implantação da CLA-μGrid. Assim, uma comparação entre os custos com a compra de energia e com o consumo de diesel, e também das emissões de CO₂, considerando as situações: (i) anterior sem a CLA-μGrid e; (ii) atual com a microrrede em pleno funcionamento, é mostrada na Tabela VIII. Nota-se desta tabela que, com a presença dos DERs da CLA-μGrid, os ganhos econômicos e ambientais são significativos, mesmo com o uso dos GMGs durante a operação *off-grid* planejada. Essas estimativas foram calculadas considerando:

- ✓ Informações de duração média das campanhas de lançamento por ano;
- ✓ Dados de consumo de diesel e de níveis de emissão de CO₂ de GMGs a diesel disponibilizados por fabricantes, e;
- ✓ Dados de consumo de energia anual e estimativa de redução desse custo com o despacho conjunto da UFV e do BESS.

Tabela VIII – Estimativa dos custos com consumo de combustível e das emissões de CO₂ anuais do CLA considerando a situação anterior e a atual após a implantação da CLA-μGrid.

	Situação anterior: Sem a microrrede		Situação atual: Com a CLA-μGrid	
	<i>On-grid</i>	<i>Off-grid</i>	<i>On-grid</i>	<i>Off-grid</i>
Despesas anuais com diesel (US\$)	0	174.890,98	0	113.051,07
Despesas anuais com energia (US\$)	425.533,89	0	126.230,07	0
Custos totais anuais com compra de diesel e energia (US\$)	600.424,88		239.281,14	
Emissões anuais (kg de CO₂)	411.289,20		265.861,44	

Fonte: Adaptado de [95].

Capítulo 4:

Estratégia de Gerenciamento de Energia para Microrredes de Missão Crítica

Conforme discutido anteriormente neste documento, as aplicações de IC têm a resiliência e a segurança energética como requisitos principais. Isto deve influenciar diretamente as funcionalidades que o EMS de uma MMC deverá possuir. Nesse contexto, a estratégia de gerenciamento de energia proposta consiste em um RBEMS que prevê ações para diversos cenários de operação das microrredes, os quais incluem modos de operação em regime permanente em modo *on-grid* e em modo *off-grid*, transições programadas e não-programadas entre esses modos e o *black start*. As premissas para o desenvolvimento da estratégia de gerenciamento de MMCs proposta foram baseadas na criticidade dos cenários operacionais que podem ocorrer em uma MMC (*i.e.*, cenários críticos e não-críticos), os objetivos a serem considerados em cada tipo de cenário, nos tipos de DERs e as recomendações operacionais de normas técnicas internacionais aplicáveis às microrredes de forma geral.

Durante cenários considerados críticos para a aplicação de IC atendida pela MMC (*e.g.*, missões consideradas essenciais para uma instalação militar similar às do programa SPIDERS [55], campanhas de lançamento de foguetes para o caso do CLA, dentre outras situações similares), o objetivo principal do RBEMS proposto é garantir a alimentação ininterrupta das cargas críticas. Já durante cenários de operação considerados não-críticos, *i.e.*, nos quais não há demandas explícitas por resiliência e segurança energética, os objetivos principais do RBEMS proposto são obter ganhos econômicos, com redução de conta de energia, e ambientais, com redução de emissões de poluentes. A microrrede CLA- μ Grid, descrita no Capítulo 3 deste documento, é usada como estudo de caso de aplicação do RBEMS proposto para MMCs.

O RBEMS proposto prevê ações de gerenciamento de DERs renováveis e despacháveis, do dispositivo de interconexão da MMC com a rede externa no PCC e das cargas críticas e não críticas atendidas pela MMC gerenciada. Para os cenários críticos, tais ações incluem despacho dos DERs despacháveis para garantir redundância de fontes de geração, gerenciamento de contingências N-1 e corte de cargas (preferencialmente apenas cargas consideradas como não-críticas). Já para os cenários não-críticos, são previstas ações de gerenciamento do lado da demanda e de execução de serviços ancilares de suporte à rede externa.

O RBEMS proposto é baseado em uma arquitetura centralizada de comunicação para monitorar o status operacional e gerenciar a MMC em tempo real. As funcionalidades do RBEMS proposto incluem:

- Monitoramento e controle de despacho dos DERs, monitoramento e comando de abertura e fechamento do dispositivo do PCC de interconexão da microrrede com a rede externa, monitoramento das cargas e controle de circuitos telecomandados;
- Configuração e ajuste de parâmetros operacionais dos componentes da MMC, conforme o cenário operacional vigente e para atender às demandas específicas de cada cenário;

- Previsão de transição entre os modos de operação, a saber, transições do modo *on-grid* para o modo *off-grid*, e transições do modo *off-grid* para o modo *on-grid*, atendendo aos requisitos técnicos exigidos pelas normas IEEE Std 2030.7-2017 [12], IEEE Std 2030.9-2019 [13] e IEEE Std 1547-2018 [22].

Especificamente, o RBEMS proposto é responsável pelas seguintes ações de monitoramento e de gerenciamento de energia em tempo real:

➤ DERs:

○ Monitoramento:

- Disponibilidade operacional e status dos conversores de potência;
- Sinalizações de falha e alarmes;
- DERs de armazenamento (quando aplicável): SOC, estado de saúde (SOH) e estado de potência (SOP);
- Nível de combustível dos DERs baseados em combustíveis fósseis;

○ Comando:

- Modo de operação: se o respectivo DER deve operar como CFR, CAR ou CSR (quando aplicável);
- *Setpoints* de injeção de potência ativa e reativa em modo *on-grid*.

➤ PCC:

○ Monitoramento:

- Estado do dispositivo do PCC (aberto ou fechado) e se houve falha na execução de um comando do EMS;
- Fluxos de potência ativa e reativa no PCC;
- Valores de amplitude, frequência e ângulo de fase das tensões no lado da rede externa e no lado da microrrede para fins de sincronização necessária para as transições do modo *off-grid* para o modo *on-grid*;

○ Comando:

- Abertura e de fechamento da chave do PCC;
- Retirada de condição de *trip* em caso de abertura por falta de tensão (quando aplicável).

➤ Dispositivos de chaveamento e de proteção:

○ Monitoramento:

- Estado de chaves, disjuntores e demais dispositivos de chaveamento e proteção telecomandados pelo EMS;
- Verificação de falhas de comandos de abertura e/ou fechamento.

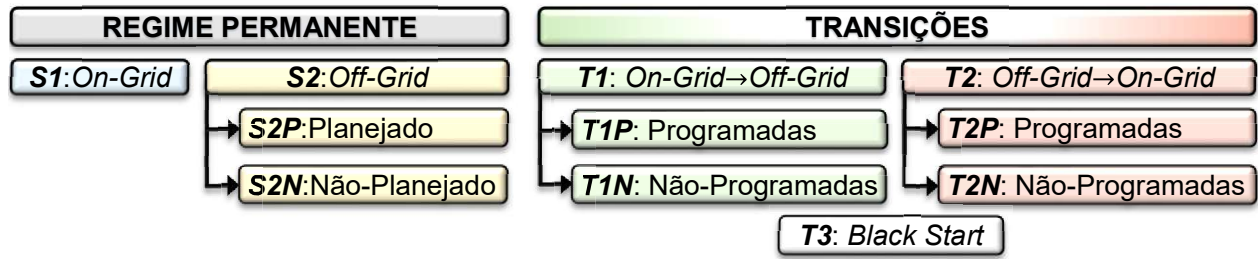
- Comando:
 - Habilitar ou desabilitar funções de proteção de relés multifunção ou dispositivos similares;
 - Retirada de condição de *trip* em caso de abertura por atuação das proteções contra sobrecorrentes e/ou falta de tensão (quando aplicável);
 - Abertura e fechamento das chaves, disjuntores e demais dispositivos de chaveamento e proteção telecomandados pelo EMS.
- Microrrede como um todo:
 - Monitoramento:
 - Cenário operacional atual da MMC (regime permanente, transição, cenário crítico, cenário não-crítico);
 - Estado da rede externa (disponível ou não).
 - Comando:
 - Execução de transições entre os modos de operação em regime;
 - Execução de funcionalidades de gerenciamento do lado da demanda (G.L.D.) e de serviços ancilares (S.A.);
 - Execução de rotinas de preparação para cenários críticos de operação;
 - Mudança/transição de cenário de operação (objetivos do cenário futuro, estado do dispositivo do PCC e forma de despacho dos DERs durante e imediatamente após a transição).

O detalhamento dos cenários operacionais, e das funcionalidades e ações previstas para o RBEMS proposto são apresentados a seguir.

4.1. Cenários e Funcionalidades e Ações do RBEMS Proposto

Uma visão gráfica dos cenários operacionais que podem ocorrer para uma MMC (e também para as microrredes de forma geral, como pode ser notado na Figura 2.2), e que serão gerenciados pelo RBEMS proposto, é mostrada na Figura 4.1. Na estrutura do RBEMS proposto, estes cenários estão divididos em duas categorias principais: regime permanente e transições. Os cenários *S1* e *S2* correspondem ao regime permanente em modo *on-grid* e em modo *off-grid*, respectivamente, e os cenários *T1*, *T2* e *T3* referem-se às transições entre esses modos em regime. É importante ressaltar que a diferença entre as transições *T2P* e *T2N* é unicamente o fato original que resultou na operação em modo *off-grid* da microrrede. As ações que devem ser executadas nos cenários de transição *T2P* e *T2N* são os mesmos. A seguir será apresentada uma descrição detalhada de cada um destes cenários, juntamente com as funcionalidades e ações de gerenciamento previstas para o RBEMS proposto conforme o cenário considerado.

Figura 4.1 – Visão geral dos cenários operacionais considerados pelo RBEMS proposto.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.1.1. Cenário S1: Regime on-grid

O padrão IEEE Std 2030.7-2017 [12] recomenda fortemente que as seguintes funcionalidades sejam atendidas pelo EMS de uma microrrede na operação no modo *on-grid*:

- Comando e controle do despacho de DERs de forma individual ou coordenada;
- Gerenciamento da demanda e das cargas controláveis;
- Operação de chaves, disjuntores e outros dispositivos de chaveamento e controle (conforme o caso);
- Regulação de tensão (usando métodos como controle volt/watts, controle de injeção de potência reativa de IIDERs, etc., conforme a capacidade dos DERs);
- Implementar níveis de troca de potência ativa e de potência reativa com a rede externa no PCC.

Neste cenário, a MMC está conectada à rede externa. O EMS deve despachar os DERs renováveis tendo em vista a possibilidade de priorizar os objetivos econômicos e ambientais. Assim, caso o modo *on-grid* seja um cenário não-crítico, esses objetivos são considerados como principais pelo EMS e, nesse caso, apenas DERs renováveis e de armazenamento são despachados. Caso contrário, ou seja, caso a operação no modo *on-grid* seja um cenário crítico, os objetivos econômicos e ambientais se tornam secundários e sobrepostos pela resiliência e pela segurança energética. Dessa forma, as seguintes funcionalidades são consideradas pelo RBEMS proposto para o cenário S1:

- Gerenciamento do excesso de geração dos DERs renováveis (*i.e.*, quando a geração é superior à demanda da microrrede):
 - Para armazenamento e posterior uso em horário de ponta (o qual, no Brasil, geralmente costuma ocorrer entre 17h e 21h);
 - Caso os DERs de armazenamento estejam totalmente carregados, injeção desse excesso na rede externa, respeitando os limites estabelecidos no contrato de compra de energia firmado junto à concessionária local.
- Arbitragem de energia: carregamento dos DERs de armazenamento durante o horário fora de ponta, a partir da energia importada da rede externa e/ou do excedente de geração dos DERs renováveis, e uso dessa energia armazenada durante o horário de ponta para atender as cargas da MMC;

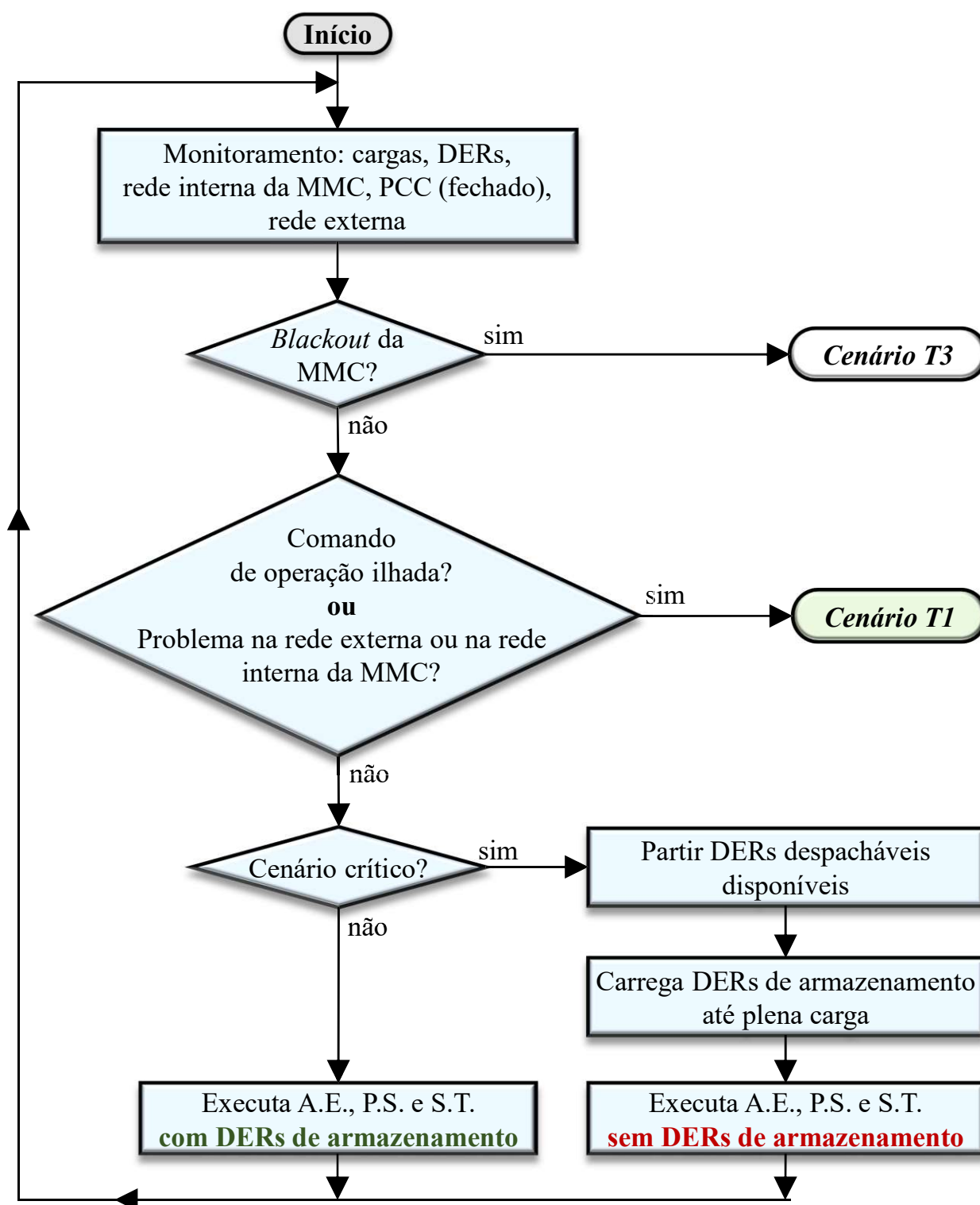
- *Peak shaving*: uso dos DERs renováveis e de armazenamento para reduzir picos de demanda da MMC;
- Suporte de tensão: uso dos DERs renováveis e de armazenamento para manter o perfil de tensão da rede dentro dos limites exigidos pela regulação vigente (quando aplicável);

Além das funcionalidades descritas acima, as seguintes ações também são previstas pelo RBEMS proposto para o cenário *SI*:

- ✓ Monitoramento da rede externa: identificação de perda da rede externa, faltas ou problemas de QEE na rede externa;
- ✓ Caso a operação em regime no modo *on-grid* seja um cenário crítico da MMC:
 - Garantir que o máximo de DERs despacháveis disponíveis (poluentes ou não) estejam compartilhando as cargas da MMC com os demais DERs renováveis disponíveis, respeitando os limites operacionais dos DERs e os limites estabelecidos no contrato de compra de energia firmado junto à concessionária local;
 - Carregar DERs de armazenamento até a plena carga, a partir da rede externa e do excedente de geração local dos DERs renováveis, e retirada dos DERs de armazenamento das funcionalidades de arbitragem de energia, *peak shaving* e suporte de tensão (A.E., P.S. e S.T., respectivamente, na Figura 4.2).
- ✓ Iniciar transição para o modo *off-grid* em caso de: comando do operador (cenário *TIP*: transição *on-grid*→*off-grid* programada); ou problema na rede externa ou falta na rede da MMC: (cenário *TIN*: transição *on-grid*→*off-grid* não-programada).

Um resumo das ações e funcionalidades do RBEMS proposto para o cenário *SI* (regime *on-grid*) é mostrado na Figura 4.2. Os cenários *T1* (transição do modo *on-grid* para o modo *off-grid*) e *T3* (*black start*) indicados na Figura 4.2 são os mesmos da Figura 4.1.

Figura 4.2 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário S1 (regime *on-grid*).



Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.1.2. Cenário S2: Regime *off-grid*

O padrão IEEE Std 2030.7-2017 [12] recomenda fortemente que as seguintes funcionalidades sejam atendidas pelo EMS de uma microrrede na operação no modo *off-grid*:

- a) Comando e controle do despacho de DERs de forma individual ou coordenada, de forma a manter o balanço dinâmico de potência da microrrede em modo *off-grid*. Especificamente:
 - i. Os DERs de geração e/ou armazenamento não podem fornecer mais potência mais do que a demandada pelas cargas e que os DERs de armazenamento podem armazenar;
 - ii. Analogamente, os DERs da microrrede não podem fornecer uma potência inferior à que é demandada pelas cargas.
- b) Gerenciamento da demanda e das cargas controláveis;
- c) Operação de chaves, disjuntores e outros dispositivos de chaveamento e controle (onde for aplicável, *i.e.*, circuitos telecomandados, relés parametrizáveis, etc.);
- d) Regulação de tensão (usando métodos como controle volt/watts, controle de injeção de potência reativa de IIDERs, etc., conforme a capacidade dos DERs);
- e) Controle de frequência usando um DER de referência para formar a rede ilhada.

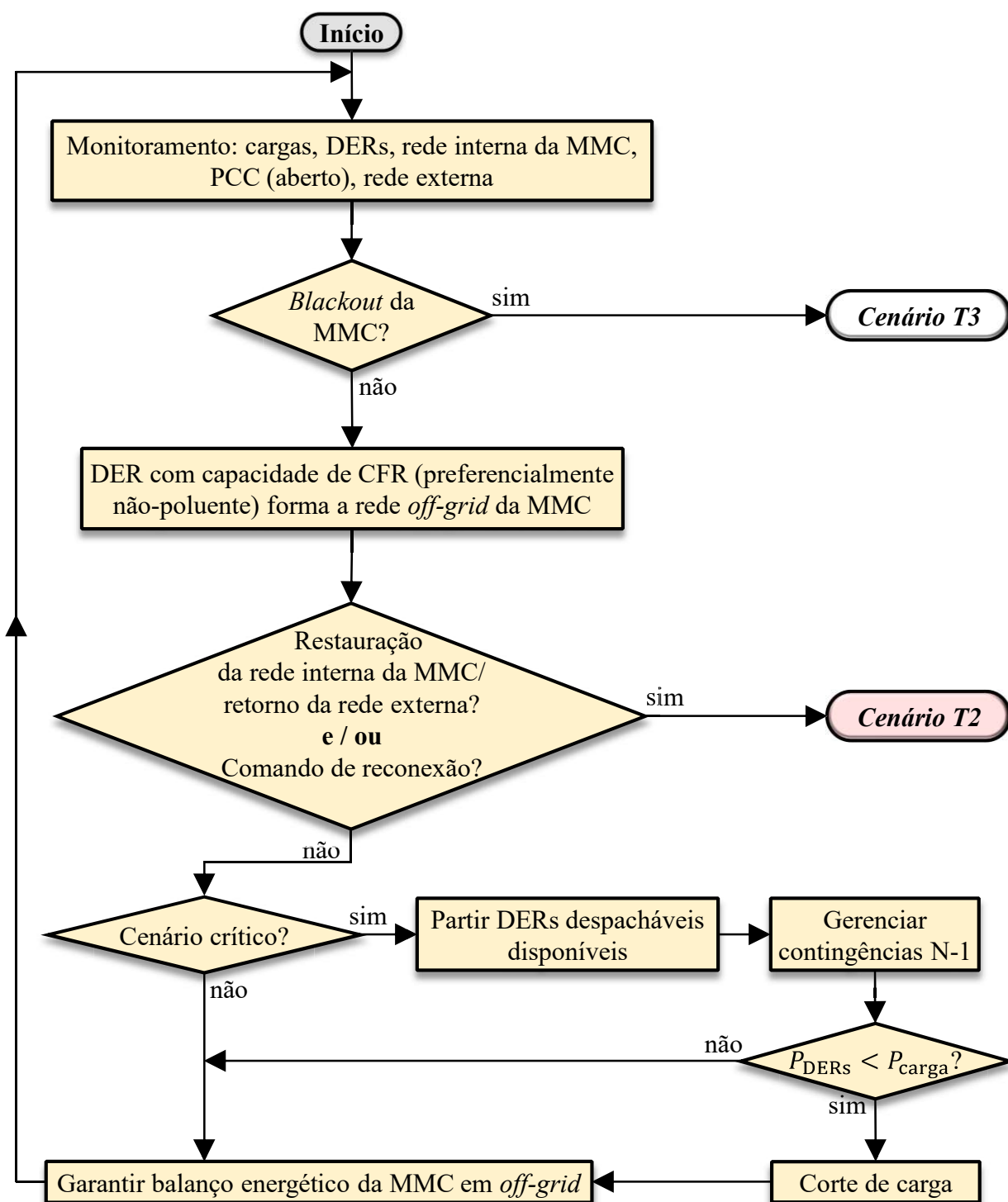
Nesse cenário a MMC está desconectada da rede externa. No caso de um regime *off-grid* planejado (cenário *S2P*), a desconexão foi realizada intencionalmente. Já no caso de um regime *off-grid* não-planejado (cenário *S2N*), a desconexão se deu em razão de falta ou perda da rede externa, ou de falta na rede interna da MMC. É importante ressaltar que determinadas faltas internas ocorridas na MMC podem inviabilizar a operação plena ou parcial em modo *off-grid* da microrrede. As seguintes ações e funcionalidades são consideradas pelo RBEMS proposto para o cenário *S2* (regime *off-grid*):

- Controle de tensão e de frequência a partir do DER formador da rede. Preferencialmente, um DER despachável não-poluente deve formar a rede ilhada;
- Controle de despacho dos DERs para garantir o balanço energético da MMC em modo *off-grid*;
- Executar corte de cargas (preferencialmente não-críticas), caso necessário;
- Monitoramento do estado da rede externa para uma futura e mudança para o cenário *T2* (transição *off-grid* → *on-grid*) e retorno à operação *on-grid*, em caso de:
 - Eliminação de falta na rede interna da MMC ou de restauração da rede externa (MMC inicialmente no cenário *S2N*) e haja comando/permissão do operador para reconexão com a rede externa, ou;
 - MMC inicialmente no cenário *S2P* e o EMS receba comando do operador para reconexão com a rede externa.
- Caso a operação em regime no modo *off-grid* seja um cenário crítico da MMC:
 - Garantir que o máximo de DERs despacháveis disponíveis (poluentes ou não) estejam compartilhando as cargas da MMC com os demais DERs renováveis disponíveis, respeitando os limites operacionais dos DERs;

- Dividir a carga entre os DERs disponíveis, garantindo o balanço de potência dinâmico e respeitando os limites operacionais dos DERs;
- Gerenciar contingências N-1:
 - Perda de um DER: os demais DERs disponíveis devem assumir a parcela de carga alimentada anteriormente pelo DER perdido;
 - Perda do DER formador da rede: outro DER com capacidade de operar como CFR deve assumir a formação da rede;
 - Caso, em um dado momento, a capacidade de fornecimento de potência dos DERs (P_{DERs}) seja inferior à potência requerida pela carga (P_{carga}): realizar corte de cargas, preferencialmente apenas não-críticas, de forma a garantir o balanço de potência da MMC em modo *off-grid*.

Um resumo das ações e funcionalidades do RBEMS proposto para o cenário *S2* (regime *off-grid*; planejado: *S2P*, ou não-planejado: *S2N*) é mostrado na Figura 4.3. Os cenários *T1* (transição do modo *on-grid* para o modo *off-grid*) e *T3* (*black start*) indicados na Figura 4.3 são os mesmos da Figura 4.1.

Figura 4.3 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário S2 (regime *off-grid*).



Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.1.3. Cenário T1: Transição de *on-grid* para *off-grid*

Em relação às transições do modo *on-grid* para o modo *off-grid*, o padrão IEEE Std 2030.7-2017 [12] recomenda fortemente que o sistema de controle de uma microrrede execute as seguintes ações divididas em passos sequenciais:

- a) Passo 1 – iniciação: receber comando de ilhamento (ilhamento planejado); ou detectar condições de ilhamento (ilhamento não-planejado);
- b) Passo 2 – balanço interno: garantir balanço entre geração e carga. Em caso de ilhamento planejado, zerar fluxos de potências ativa, P , e reativa, Q , no PCC;
- c) Passo 3 – ajustar apropriadamente controladores e dispositivos de proteção locais (envio de *setpoints* adequados ao modo de operação *off-grid*, onde for aplicável);
- d) Passo 4 – mudança para o modo *off-grid*: criação da ilha. O dispositivo do PCC deve abrir. Em caso de ilhamento não-planejado, executar ações pré-planejadas como corte de carga, e/ou implementar *black start*, caso seja necessário;
- e) Passo 5 – retorno à operação normal em regime permanente: mudança para o modo de despacho ilhado em regime.

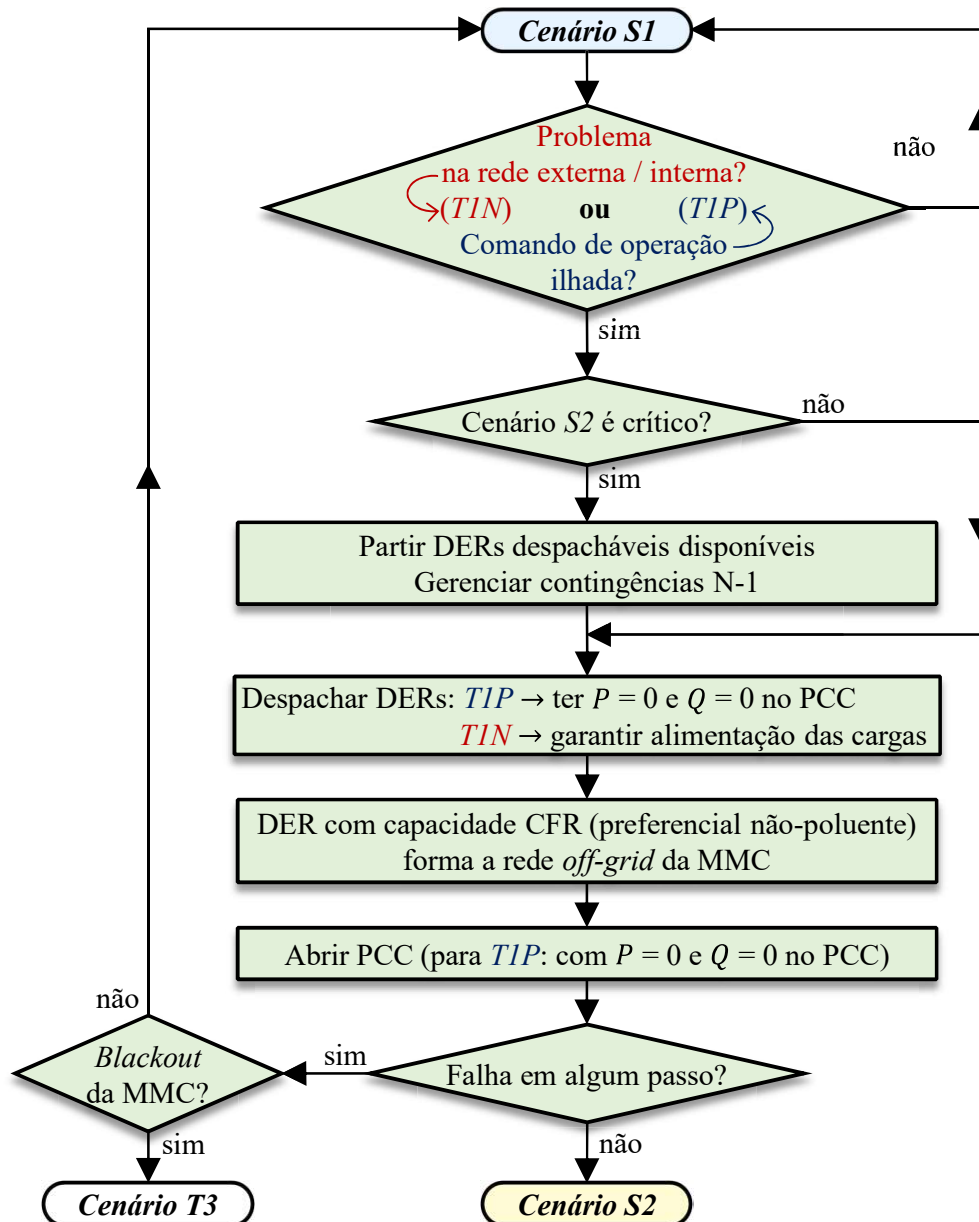
Nesse cenário, caso haja comando do operador para execução da transição, tem-se uma transição programada de *on-grid* para *off-grid* (cenário *TIP*). Por outro lado, em caso de problema na rede externa ou falta na rede interna da MMC, tem-se uma transição não-programada de *on-grid* para *off-grid* (cenário *TIN*). Assim, as seguintes ações são consideradas pelo RBEMS proposto para o cenário *TI*:

- Receber o comando de ilhamento do operador (cenário *TIP*) ou identificar condições da MMC (*e.g.*, falta isolada, rede interna disponível, etc.), e realizar as ações necessárias (*e.g.*, abertura e/ou fechamento de circuitos, reconfiguração da rede ilhada, etc.) para possibilitar a operação ilhada (cenário *TIN*);
- Controle de despacho dos DERs para:
 - Cenário *TIP*: garantir a abertura do PCC com “corrente nula”, *i.e.*, com fluxos de potências ativa, P , e reativa, Q , zerados no PCC;
 - Cenário *TIN*: garantir a alimentação das cargas durante a transição.
- Formar a rede a partir de um DER (preferencialmente não-poluente) capaz de operar como formador de rede. Controlar tensão e frequência a partir do DER formador da rede;
- Caso o cenário *S2* (objetivo final da transição executada no cenário *TI*, conforme Passo 5 descrito anteriormente) seja um cenário crítico da MMC:
 - Partir DERs despacháveis que, porventura, estejam desligados e disponíveis para prover redundância de geração, e dividir a carga entre os DERs disponíveis, garantindo o balanço de potência da MMC em *off-grid* e respeitando os limites operacionais dos DERs;
 - Gerenciar contingências N-1:
 - Perda de um DER: os demais DERs devem assumir as cargas da MMC. Perda do DER formador da rede: outro DER capaz de atuar como CFR deve assumir a formação da rede em *off-grid*;

- Caso $P_{\text{DERs}} < P_{\text{carga}}$: realizar corte de cargas, preferencialmente apenas não-críticas, para garantir o balanço de potência da MMC.
- Abrir o dispositivo do PCC (para o cenário *TIP*: com $P = 0$ e $Q = 0$ no PCC);
- Em caso de execução bem sucedida de todos os passos: mudança para o cenário *S2*.
Em caso de falha em algum passo: abortar processo e retorno ao cenário *S1*, ou mudança para o cenário *T3* (*black start*) em caso de *blackout* da MMC.

Um resumo das ações e funcionalidades do RBEMS proposto para o cenário *T1* (transição de *on-grid* para *off-grid*; programada: *TIP* ou não-programada: *TIN*) é mostrado na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário *T1*.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.1.4. Cenário T2: Transição de off-grid para on-grid

Em relação às transições do modo *off-grid* para o modo *on-grid*, o padrão IEEE Std 2030.7-2017 [12] recomenda fortemente que o sistema de controle de uma microrrede execute as seguintes ações divididas em passos sequenciais:

- a) Passo 1 – iniciação: ressincronizar, *i.e.*, ajustar as diferenças de valor RMS, ângulo de fase e frequência das formas de onda de tensão no PCC, nos lados da microrrede e da rede externa, para valores dentro de limites prescritos em normas ou requisitos aplicáveis especificados pela regulação da rede local;
- b) Passo 2 – ajustar apropriadamente controladores e dispositivos de proteção locais (envio de *setpoints* adequados ao modo de operação *on-grid*, onde for aplicável);
- c) Passo 3 – Mudança para o modo conectado à rede: Reconexão à rede da concessionária. O dispositivo do PCC deve fechar;
- d) Passo 4 – retorno à operação normal em regime permanente: transição para o modo de despacho conectado à rede, e retorno da alimentação das cargas não-prioritárias de forma apropriada (se estas cargas tiverem sido desligadas).

Nesse cenário, caso o fato anterior que levou à operação ilhada da MMC foi um comando do operador (*i.e.*, a MMC estava, inicialmente, no cenário *S2P*), tem-se uma transição programada de *off-grid* para *on-grid* (execução do cenário *T2P*). Por outro lado, caso o fato anterior que levou à operação ilhada da MMC foi um problema na rede externa ou falta na rede interna da MMC (*i.e.*, a MMC estava, inicialmente, no cenário *S2N*), tem-se uma transição não-programada de *off-grid* para *on-grid* (execução do cenário *T2N*).

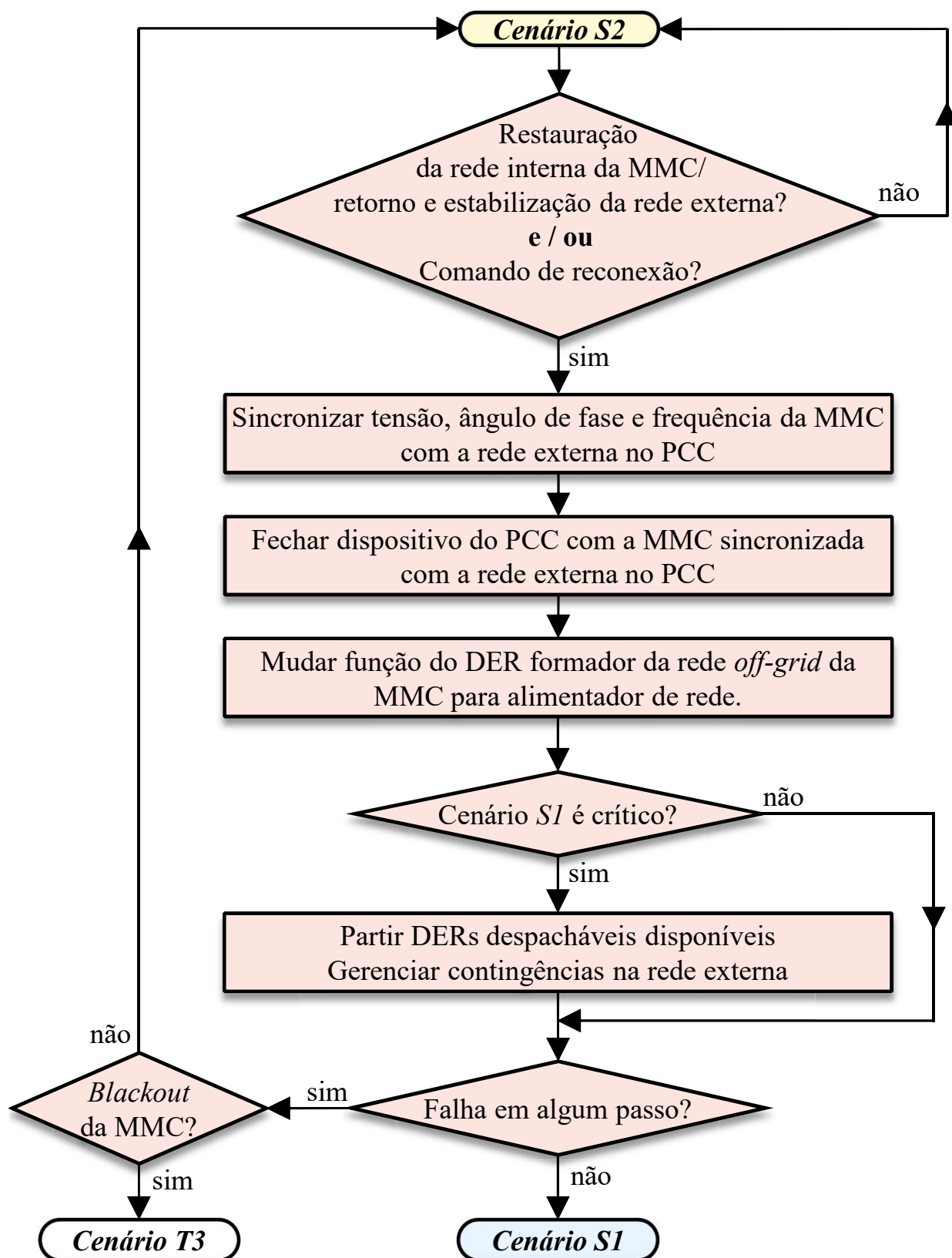
Reitera-se que a única diferença entre os cenários *T2P* e *T2N* consiste no fato anterior que que originou a operação em modo *off-grid* da MMC. As ações a serem executadas em *T2P* e *T2N* são exatamente as mesmas. Assim, as seguintes ações são consideradas pelo RBEMS proposto para o cenário *T2*:

- Receber do operador da MMC o comando para a reconexão com a rede externa;
- Verificação das condições da rede externa: a transição da MMC para o modo *on-grid* só deverá ser executada se a rede externa estiver disponível e estabilizada, com valores de tensão e frequência dentro de limites definidos pela regulação local (*e.g.*, [23], [150]);
- Caso a rede externa esteja disponível e estabilizada, sincronizar tensão (V), ângulo de fase (θ) e frequência (f) da MMC no PCC com a rede externa. Caso contrário, abortar o processo e permanecer no cenário *S2* (regime *off-grid*);
- Com a MMC sincronizada com a rede externa: fechar o dispositivo do PCC;
- Mudar a função do DER formador da rede *off-grid* para alimentador de rede (após a transição, a rede externa fornecerá as referências de V e f para a MMC);
- Caso o cenário *S1* (objetivo final da transição executada no cenário *T2*, conforme Passo 4 descrito acima) seja um cenário crítico da MMC:

- Partir DERs despacháveis disponíveis (poluentes ou não) para prover redundância de geração. Dividir a carga da MMC entre os DERs disponíveis, garantindo o balanço energético da MMC no modo *on-grid*, respeitando os limites estabelecidos no contrato de compra de energia firmado junto à concessionária local;
 - Gerenciar contingências na rede externa: em caso de perda ou falta na rede externa, abortar o processo e permanecer no cenário *S2* com um dos DERs formando a rede *off-grid* da MMC.
- Em caso de execução bem sucedida de todos os passos: mudança para o cenário *S1*. Em caso de falha em algum passo: abortar processo e retorno ao cenário *S2*, ou mudança para o cenário *T3* (*black start*) em caso de *blackout* da MMC.

Um resumo das ações e funcionalidades do RBEMS proposto para o cenário *T2* (transição de *off-grid* para *on-grid*; programada: *T2P* ou não-programada: *T2N*) é mostrado na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário T2.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.1.5. Cenário T3: Black Start

Conforme o padrão IEEE Std 2030.7-2017 [12], os passos de um *black start* são próprios para cada microrrede. Assim, considerando o objeto deste projeto de pesquisa, tem-se que o *black start* corresponde à reenergização de uma MMC em *off-grid*, a partir dos DERs, após a ocorrência de um *blackout*. As possíveis causas de um *blackout* da MMC a ser gerenciada são:

- Com a MMC em modo *on-grid* (cenário S1): falta na rede interna da MMC ou problema na rede externa que, por alguma razão, resulte na abertura do PCC, ou de alguma proteção da rede externa, e também no desligamento dos DERs;
- Com a microrrede em modo *off-grid* (cenário S2): falta na rede interna da MMC que resulte no desligamento dos DERs;
- Falha na execução de uma transição do modo *on-grid* para o modo *off-grid* (cenário T1), após a abertura do PCC, e que resulte no desligamento dos DERs;
- Ausência de DER despachável com resposta rápida a solicitações da demanda (e.g., BESS, supercapacitores, etc.) para a execução de uma transição não-programada de *on-grid* para *off-grid* (cenário TIN);
- Falha na execução de uma transição do modo *off-grid* para o modo *on-grid* (cenário T2) que resulte no desligamento dos DERs.

Conforme mencionado anteriormente (vide subseção 2.2.4 do Capítulo 2), DERs e cargas de uma microrrede normalmente possuem tensão terminal em BT e, caso a rede interna da microrrede seja em MT, transformadores são necessários para interconectar DERs e cargas. Assim, durante um *black start*, a rede interna de uma microrrede em MT está sujeita a correntes de *inrush* de energização de transformadores. Estas correntes podem causar a atuação indevida de proteções intrínsecas dos DERs responsáveis pela restauração da microrrede, resultando em falha no processo de *black start*. Isto é especialmente indesejável para uma MMC, uma vez que o *blackout* que originou a execução desse processo (i.e., cenário T3) pode ter ocorrido durante um cenário crítico (ou na transição para um cenário crítico) da MMC. Dessa forma, considerando os objetivos do RBEMS proposto, o mesmo também inclui um procedimento para a execução do *black start* de uma MMC com rede interna em MT.

A estratégia de restauração da MMC em *off-grid* é do tipo *bottom-up*. Considerando também os objetivos econômicos e ambientais do RBEMS proposto, um IIDER despachável não-poluente deve, prioritariamente, assumir o papel de unidade de inicialização e de formação da rede interna da MMC em modo *off-grid*. Caso não haja um IIDER disponível com essas características, um DER despachável poluente (e.g., GMG a diesel, a gás natural, etc.) deve inicializar e formar a MMC. Para limitar a magnitude das correntes de *inrush*, a energização dos transformadores deve ser prioritariamente executada em rampa de tensão (caso exista DER formador de rede com capacidade para tal), e com os circuitos controláveis do lado de BT abertos. Para permitir essa energização tipo *soft start*, estratégias de restrição de *inrush* são aplicadas para evitar atuação indevida das proteções dos transformadores [45].

Entretanto, determinados DERs, tais como boa parte das soluções comerciais padrão de GMGs a diesel e a gás presentes no mercado, não contam com meios em seu controle para

inicialização e/ou partida em rampa de tensão. Para estes referidos DERs, é necessário que os mesmos sejam capazes de suportar o *inrush* de energização dos transformadores para que possam ser aplicados como soluções alternativas de *black start* em caso de indisponibilidade de um DER despachável não-poluinte com capacidade de partida em rampa de tensão para tal.

Assim, considerando os objetivos de prover resiliência e segurança energética do RBEMS proposto, caso a energização em rampa não seja possível, deve-se energizar os transformadores a partir de um DER despachável poluinte capaz de suportar o transitório de energização.

As seguintes ações são consideradas pelo RBEMS proposto para o cenário T3:

1. Identificação de ocorrência de *blackout* da MMC e das condições internas para a restauração da mesma (existência ou não de curtos-circuitos, atuação de dispositivos de proteção, etc.);
2. Em caso de ocorrência de *blackout* e de condições favoráveis para a restauração da MMC, verificação do estado do dispositivo do PCC:
 - i. Caso o PCC esteja aberto: iniciar o procedimento de *black start* da MMC (*i.e.*, ir para o passo 3 a seguir);
 - ii. Caso o PCC esteja fechado: comandar a abertura do PCC e verificar novamente o estado do PCC. Caso o PCC esteja aberto, iniciar o procedimento de *black start*. Caso contrário, interromper o processo e sinalizar ao operador a falha na restauração da MMC devido a uma na abertura do dispositivo do PCC.
3. Eleger um DER despachável, preferencialmente não-poluinte e com capacidade de inicialização em rampa de tensão, como formador da MMC. Caso não exista um DER disponível com essas características, eleger um DER despachável capaz de energizar os transformadores aplicando diretamente tensão nominal nos terminais dos mesmos como formador da MMC;
4. Verificar o estado dos circuitos controláveis de BT de alimentação das cargas, e comandar a abertura dos circuitos controláveis de BT que estiverem fechados;
5. Caso um DER com capacidade de inicialização em rampa tenha sido selecionado como formador da rede interna da MMC em modo *off-grid*:
 - i. Inibir as proteções contra subtensão (*e.g.*, funções ANSI 27, 47, etc.) dos disjuntores de MT dos transformadores, e comandar o fechamento desses disjuntores;
 - ii. Energizar os transformadores a partir da inicialização em rampa de tensão do IIDER formador da MMC, conforme descrito em (19):

$$V_{BS}^*(t + T_s) = \begin{cases} V_{BS}^*(t) + \alpha T_s, & V_{BS}^*(t) < V_{nom} \\ V_{nom}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (8)$$

onde t é um instante de tempo, T_s é o intervalo de integração, V_{BS}^* é a referência de magnitude de tensão terminal do IIDER, $\alpha > 0$ é a taxa de

crescimento da rampa de magnitude de tensão e V_{nom} é a tensão nominal do DER formador da MMC;

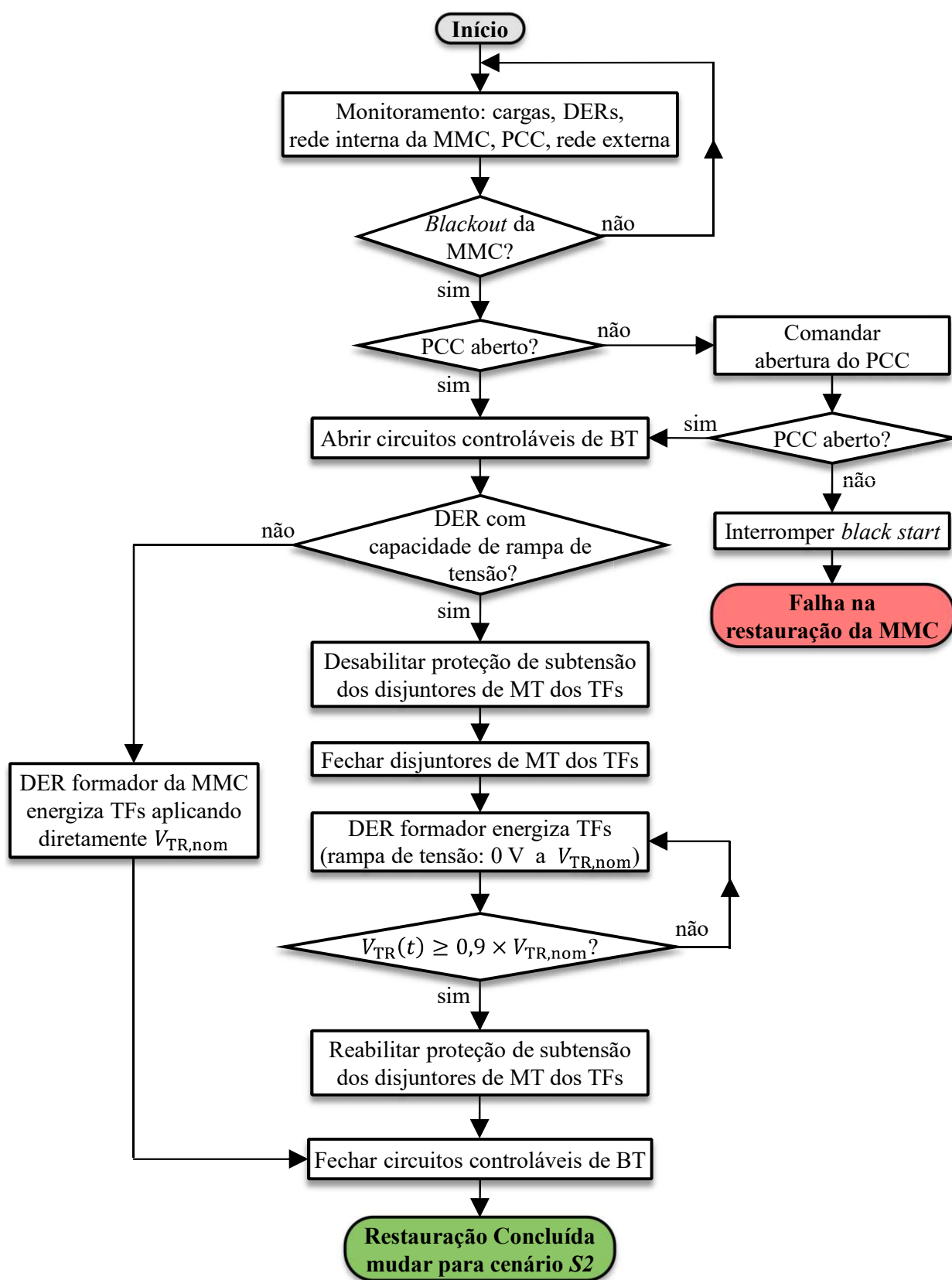
- iii. Habilitar as proteções contra subtensão dos disjuntores de MT dos transformadores quando a tensão terminal do lado de MT dos mesmos, $V_{\text{TR}}(t)$, atingir, pelo menos, 90% do valor nominal, $V_{\text{TR,nom}}$, *i.e.*:

$$V_{\text{TF}}(t) \geq 0,9 \times V_{\text{TR,nom}}; \quad (9)$$

- iv. Quando (9) for satisfeita, comandar o fechamento dos circuitos controláveis de BT que alimentam as cargas da MMC.
6. Caso um DER incapaz de partir em rampa tenha sido selecionado como formador da MMC, energizar os transformadores aplicando diretamente tensão nominal e, após o transitório de energização, comandar o fechamento dos circuitos controláveis de BT que alimentam as cargas da MMC.

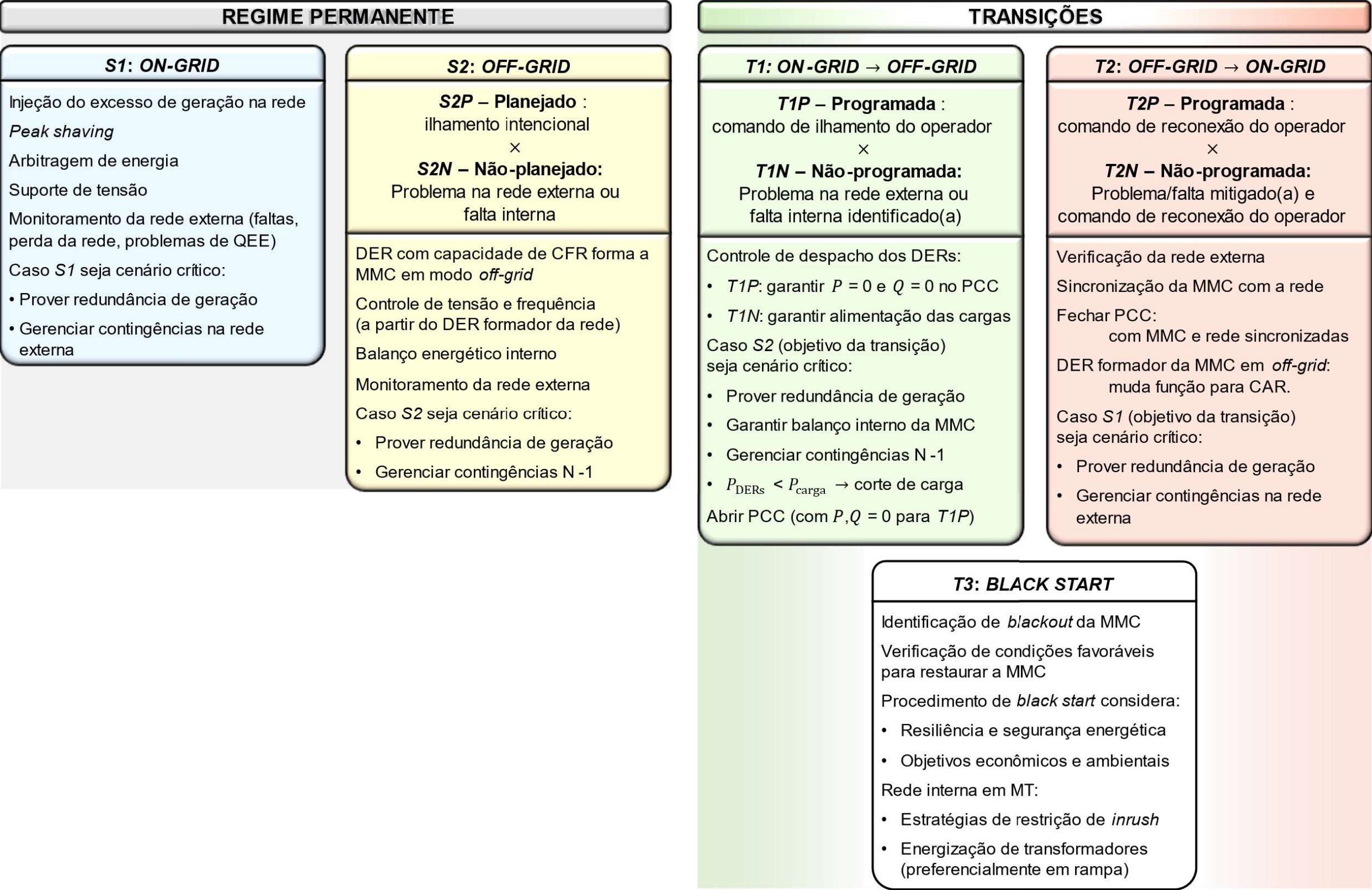
Um resumo das ações e funcionalidades do RBEMS proposto para o cenário *T3 (black start)* é mostrado na Figura 4.6. A sigla ‘TFs’ nesta figura significa ‘transformadores’. Um quadro-resumo das ações e funcionalidades do RBEMS proposto para cada um dos cenários operacionais discutidos até o momento é mostrado na Figura 4.7.

Figura 4.6 – Fluxograma de atuação do RBEMS proposto para o cenário T3.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 4.7 –Quadro-resumo das funcionalidades do RBEMS proposto para os cenários operacionais da MMC a ser gerenciada.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.2. Estudo de Caso: Microrrede CLA-μGrid

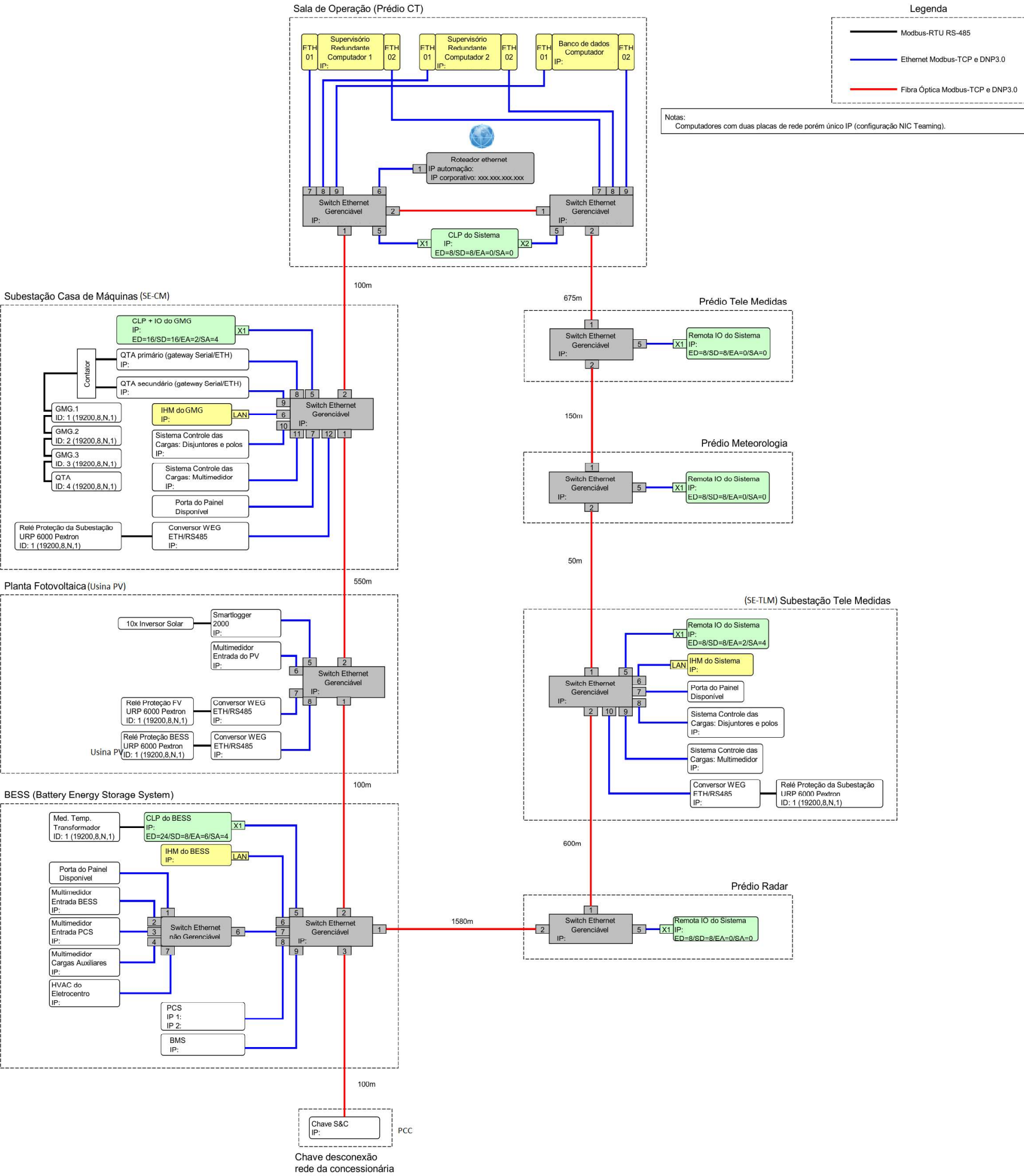
Conforme indicado no Capítulo 3, o EMS da CLA-μGrid será responsável por gerenciar um BESS (1 MW / 1 MWh), três GMGs (375 kVA / 300 kW em *standby*), uma UFFV (1 MWp CA), a chave do PCC (conexão/desconexão com a rede da EQTL), as cargas críticas, *i.e.*, os prédios CT (exceto dois Chillers de 100 TR), MTO, TLM e Radar, e as cargas não-críticas (Chillers de 100 TR) atendidas por essa microrrede. Assim, o EMS da CLA-μGrid deve:

- Gerenciar a interação entre os DERs e a rede da EQTL, e a operação da chave do PCC, implementando estratégias de despacho de energia adequadas aos cenários operacionais e objetivos pretendidos para a CLA-μGrid;
- Monitorar e controlar as grandezas e variáveis de interesse dos DERs, das cargas e da chave do PCC, incluindo estados operacionais e alarmes;
- Atender às demandas preestabelecidas:
 - Resiliência e segurança operativa durante as campanhas de lançamento;
 - Redução da conta de energia e das emissões poluentes durante a operação regular *on-grid* da CLA-μGrid fora das campanhas de lançamento.

O EMS da CLA-μGrid é um exemplo prático de implementação do RBEMS proposto neste trabalho de pesquisa. Este EMS realizará o gerenciamento da CLA-μGrid através de uma rede de comunicação em fibra ótica em anel que interligará os DERs, as cargas, o PCC, os controladores locais e os demais dispositivos de chaveamento, monitoramento e proteção gerenciáveis desta microrrede. O diagrama detalhado desta rede de comunicação é mostrado na Figura 4.8. Por questões de confidencialidade, os IPs dos equipamentos desta rede (*e.g.*, computadores, CLPs, roteadores ethernet, *switches* gerenciáveis, IHMs, UTRs/remotas IO, multimedidores, *smartloggers*, etc.) foram ocultados.

Nota-se da Figura 4.8 que a Sala de Operação da CLA-μGrid está localizada no prédio CT. Além disso, o CLP do EMS e o roteador da rede ethernet também estarão localizados na sala de operação. As UTRs/remotas IO e demais dispositivos de controle, monitoramento, chaveamento, proteção e IHMs se comunicarão com os *switches* ethernet gerenciáveis e com o EMS da CLA-μGrid a partir dos protocolos Modbus TCP/IP e Modbus RTU, exceto a chave do PCC que se comunicará via protocolo DNP 3.0. As distâncias aproximadas em metros entre os nós da rede de comunicação da CLA-μGrid também estão indicadas na Figura 4.8. Considerando a estrutura do RBEMS proposto, a relação dos cenários críticos e não-críticos da CLA-μGrid é mostrada na Tabela IX.

Figura 4.8 – Rede de comunicação da CLA-μGrid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela IX – Cenários operacionais da CLA-μGrid conforme a estrutura do RBEMS proposto.

Cenário		Crítico?	Motivo
Regime Permanente	<i>S1: on-grid</i>	Não	Operação regular do CLA (não há lançamento ocorrendo)
	<i>S2P: off-grid</i> planejado	Sim	Campanhas de lançamento
	<i>S2N: off-grid</i> não-planejado	Não	Problema na rede da EQTL ou na rede interna da CLA-μGrid
Transições	<i>T1P: on-grid → off-grid</i> programada	Não	Preparação para iniciar as campanhas de lançamento
	<i>T1N: on-grid → off-grid</i> não-programada	Não	Problema na EQTL ou falta na rede interna da CLA-μGrid
	<i>T2P: off-grid → on-grid</i> programada	Não	Após a execução das campanhas de lançamento
	<i>T2N: off-grid → on-grid</i> não-programada	Não	Problema na EQTL ou na rede da CLA-μGrid mitigado
	<i>T3: black start</i>	--	Depende do cenário anterior em que ocorreu o <i>blackout</i>

A seguir são apresentadas as funcionalidades e ações do EMS da CLA-μGrid para cada um dos cenários operacionais desta microrrede, considerando a estrutura adotada para o RBEMS proposto e também as particularidades operacionais da aplicação.

4.2.1. *S1: Regime on-grid da CLA-μGrid*

Neste cenário, o BESS e a UFV são gerenciados pelo EMS da CLA-μGrid com o objetivo de reduzir a conta de energia e as emissões poluentes. Considerando as funcionalidades do RBEMS proposto, o gerenciamento do excesso de geração da UFV e as funções de arbitragem de energia, *peak shaving* e suporte de tensão são executados nesse cenário. Além disso, caso haja campanha de lançamento agendada, executar rotina prioritária de preparação para garantir que o BESS esteja totalmente carregado (em caso de disponibilidade operacional deste DER) no momento de início de campanha. Para tal, as seguintes ações devem ser previstas:

- Durante um período de tempo pré-determinado antes do início do lançamento (arbitrável pelo operador da microrrede e não inferior a 24 horas):
 - Executar as funcionalidades de gerenciamento do excesso de geração da UFV, arbitragem de energia, *peak shaving* e suporte de tensão sem o BESS. Caso tais funcionalidades não possam ser executadas sem o BESS, as mesmas serão canceladas;
 - Caso necessário, e por decisão do operador do EMS da CLA-μGrid, os GMGs poderão ser acionados para carregar o BESS.

4.2.1.1. Controle do fator de potência da CLA-μGrid em modo on-grid

Atualmente, as subestações SE-CM e SE-TLM possuem um banco de capacitores de 300 kVAr cada uma (vide BC-CM e BC-TLM na Figura 3.3). Estes bancos têm a função de elevar o fator de potência da rede interna do CLA no ponto de entrega da EQTL. Dessa forma, considerando a particularidade dessa aplicação, algumas ações devem ser adotadas pelo EMS da CLA-μGrid para garantir o controle adequado do fator de potência no modo *on-grid* e evitar auto-excitação⁸ dos GMGs.

Quando a CLA-μGrid estiver em modo *on-grid*, o EMS deve controlar o fator de potência no PCC para que este seja unitário, ou seja, o fluxo de potência reativa no PCC deve ser nulo, desde que os DERs disponíveis possuam capacidade para tal. Ademais, caso os GMGs estiverem desligados, os bancos de capacitores devem permanecer ligados, contribuindo para a compensação de energia reativa no PCC. Caso pelo menos um dos GMGs estiver ligado (situação pouco provável, uma vez que uso dos GMGs em modo *on-grid* não é, a priori, de interesse da aplicação atendida pela CLA-μGrid), os bancos de capacitores devem permanecer desligados. O BESS fará o balanço de potência ativa e reativa da carga. Caso não seja possível usar o BESS para a compensação de energia reativa, a mesma deverá ficar a cargo da UFV, até o limite máximo possível, com a UFV também despachando potência ativa.

4.2.2. S2P: Regime off-grid Planejado da CLA-μGrid

Este é o único cenário crítico da CLA-μGrid, e corresponde à execução das campanhas de lançamento. O BESS, os GMGs e a UFV são gerenciados pelo EMS da CLA-μGrid para garantir resiliência e segurança energética às cargas. Considerando as funcionalidades do RBEMS proposto, caso o BESS esteja disponível operacionalmente, o mesmo deve formar a CLA-μGrid em modo *off-grid*. Caso o BESS esteja indisponível, os GMGs devem formar a rede. O balanço energético da CLA-μGrid deve ser garantido e as seguintes contingências N-1 devem ser gerenciadas:

- Perda/desconexão do BESS;
- Perda/desconexão de um dos GMGs;
- Perda/desconexão da UFV.

Também devem ser realizados cortes de carga (preferencialmente apenas as não-críticas que, para o caso da CLA-μGrid, são os Chillers de 100 TR) caso $P_{\text{DERs}} < P_{\text{cargas}}$. O estado da rede da EQTL deve ser monitorado para um futuro retorno à operação *on-grid* após a finalização da campanha de lançamento.

⁸ Auto-excitação é um fenômeno no qual um gerador perde o controle de sua tensão nominal, *i.e.*, há um aumento exponencial da tensão nos terminais da máquina. Isto se dá em razão de uma grande carga capacitiva conectada aos terminais do gerador ou quando a potência reativa fornecida pelo sistema, após uma rejeição de carga, é maior do que a máquina é capaz de absorver. O processo de crescimento das tensões na máquina é limitado, na prática, pelas saturações dos transformadores e da máquina e também pela ação de absorção de energia por para-raios.

4.2.2.2. Controle do fator de potência da CLA-μGrid em modo off-grid

Caso os GMGs estejam desligados, os bancos de capacitores das subestações SE-CM e SE-TLM devem permanecer ligados. Caso os GMGs estejam ligados, os bancos de capacitores devem ser desligados. O BESS deve assumir a demanda ativa da carga e a demanda reativa líquida da carga, considerando a presença dos capacitores. Caso não seja possível usar o BESS para a compensação de energia reativa, a mesma deverá ficar a cargo da UFV, até o limite máximo possível, com a UFV também despachando potência ativa.

Outro ponto importante a ser observado é que os bancos de capacitores possuem controle tipo *on-off* que pode não funcionar adequadamente. Dessa forma, corre-se o risco de auto-excitação dos geradores síncronos dos GMGs em baixa carga, resultando na perda da regulação da tensão gerada pelos mesmos. Assim, como medida de segurança, opta-se por desligar os bancos de capacitores quando os GMGs estiverem ligados.

4.2.3. S2N: Regime off-grid não-planejado da CLA-μGrid

Este não corresponde a um cenário crítico da CLA-μGrid. O mesmo é referente aos períodos em que não estiver acontecendo uma campanha de lançamento e que, em razão de um problema na rede da EQTL (problema de QEE, falta ou perda da rede da EQTL) ou de uma falta interna na rede em MT da CLA-μGrid, tenha ocorrido uma transição não-programada do modo *on-grid* para o modo *off-grid* (cenário *TIN*).

Considerando as funcionalidades do RBEMS proposto, caso o BESS esteja disponível operacionalmente, o mesmo deve formar a CLA-μGrid em modo *off-grid*. Caso o BESS esteja indisponível, por se tratar de um cenário sem demanda explícita por resiliência ou segurança energética, fica arbitrado ao operador da CLA-μGrid partir os GMGs para funcionarem como fonte de *backup*. Ações em caso de contingências N-1 não são previstas neste cenário. O estado da rede da EQTL deve ser monitorado para um futuro retorno à operação *on-grid* após a recuperação da rede da EQTL ou após a eliminação da falta na rede interna da CLA-μGrid. Para o caso específico da CLA-μGrid, as seguintes ações são previstas em razão da disponibilidade do BESS:

1) BESS disponível:

- O BESS forma a rede e o EMS deve garantir o balanço de potência a partir do uso do BESS e da UFV;
- Caso o BESS atinja o SOC mínimo, por decisão do operador, os GMGs podem ser acionados e/ou cargas não-críticas podem ser desligadas. Caso o operador opte pelo não acionamento dos GMGs, a UFV será desligada por falta de referência de rede e a CLA-μGrid ficará sem alimentação;
- Caso o BESS atinja o SOC máximo, o EMS deve controlar a geração da UFV para evitar instabilidade na rede ilhada. Caso um ou mais GMGs estejam despachando potência no momento em que o BESS atinge o SOC máximo, a potência destes deve ser controlada e/ou um ou mais GMGs devem ser desligados em razão dos limites operacionais dos mesmos, e para manter o balanço interno de potência.

2) BESS indisponível

- Nesse cenário os GMGs formam a rede. O EMS deve garantir o balanço de potência a partir dos GMGs e da UFV, limitando a geração desses DERs, caso necessário, para evitar instabilidade;
- Cada GMG deve operar despachando pelo menos 30% da sua capacidade nominal (limite recomendado pelo fabricante como forma de preservar a integridade destes equipamentos, evitando que o motor trabalhe com uma temperatura muito elevada e também problemas mecânicos relacionados especificamente com a temperatura dos pistões e da câmara de injeção de combustível). Caso um dos GMGs esteja na iminência de operar abaixo do limite mínimo de 30%, um dos GMGs devem ser desligado para garantir que os demais permaneçam operando acima deste limite. Para o caso da CLA-μGrid, essa é uma ação redundante do EMS, visto que o controle intrínseco dos GMGs também executa essa ação.

4.2.3.1. Falhas na rede interna em MT da CLA-μGrid em modo *off-grid*

Em caso de falhas na rede interna em MT da CLA-μGrid em modo *off-grid*, as proteções do BESS e da UFV devem atuar e os mesmos devem ser desligados para que não alimentem a falta. Nessa situação, o EMS da CLA-μGrid deve:

- Caso as proteções do BESS e da UFV não atuem e o EMS identifique a falta a partir do monitoramento das grandezas da rede *off-grid*: comandar o desligamento do BESS e da UFV;
- Reconfigurar a rede interna da CLA-μGrid para que os GMGs gerenciáveis da SE-CM e os geradores atuem como fontes de *backup* e alimentem somente as cargas locais, *i.e.*:
 - Comandar a abertura dos disjuntores de MT das subestações SE-CM e SE-TLM (vide DM.1-CM e DM.1-TLM na Figura 4.10);
 - Bloquear o fechamento do disjuntor geral de BT da SE-CM (vide DB.R-CM na Figura 4.10).

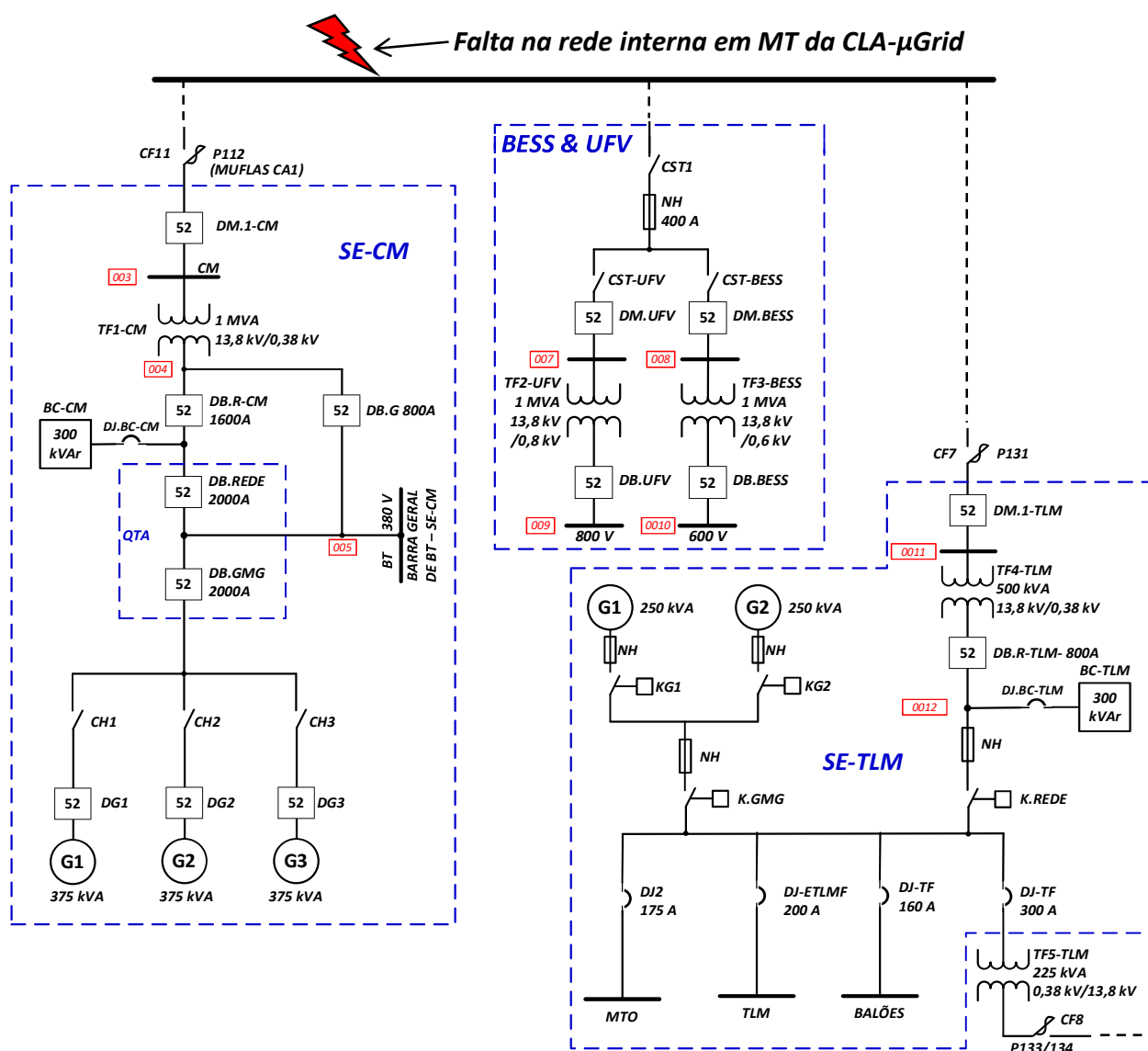
Assim, caso os GMGs da SE-CM estejam desligados antes da falta ocorrer, a perda de alimentação devido ao desligamento do BESS fará com que o controle local dos GMGs acione os mesmos pelo respectivo QTA do sistema de geração a diesel. Então, os GMGs passarão a operar no modo demanda de carga (*load demand* ou modo fonte de tensão), como fonte de *backup* para as cargas locais, ou seja, para as cargas das respectivas subestações onde os mesmos estão instalados (vide Figura 4.10).

Caso os GMGs da SE-CM estejam ligados antes da falta ocorrer, estes estarão em modo base de carga (*base load* ou modo fonte de corrente), *i.e.*, funcionando como alimentadores de rede, fornecendo potência. Neste caso, a proteção a montante do QTA (vide DB.REDE na Figura 4.10) deverá atuar (*i.e.*, abrir DB.REDE), e os GMGs deverão migrar do modo base de carga para o modo demanda de carga, *i.e.*, funcionando como fonte de *backup* para as cargas locais. Se isso não acontecer, a proteção dos GMGs poderá atuar. Então os GMGs serão desligados e

ficarão no modo *shutdown*, necessitando de comando local ou remoto para voltarem a operar. Caso isso ocorra, o EMS deve enviar um comando de *reset* remoto para os GMGs.

É importante ressaltar que a única forma de operação dos geradores antigos da SE-TLM é como fontes de *backup* para as cargas locais da SE-TLM. O respectivo quadro de transferência desses geradores (vide K.GMG e K.REDE na Figura 4.10) tem intertravamento eletromecânico, que impede os mesmos de energizarem a rede elétrica a montante do seu respectivo contator de rede.

Figura 4.10 – Diagrama unifilar da CLA-μGrid: detalhe dos GMGs da subestação SE-CM e dos geradores antigos da SE-TLM.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.2.4. T1P: Transição programa on-grid→off-grid da CLA-μGrid

Para o caso da CLA-μGrid, este cenário corresponde à transição programada da microrrede do modo *on-grid* para o modo *off-grid* para a realização de uma campanha de lançamento. Este cenário só pode ser executado se pelo menos um dos DERs despacháveis (BESS e GMGs)

estiver disponível. Caso o BESS, ou apenas um dos GMGs, seja o único DER despachável disponível, o cenário *TIP* só poderá ser executado por autorização do operador, uma vez que não haverá possibilidade de gerenciamento de contingências N-1.

Considerando as funcionalidades do RBEMS proposto, as seguintes ações são requeridas para o caso da CLA-μGrid:

➤ Caso o BESS:

○ Esteja disponível:

- I. O BESS e a UFV devem assumir a carga da CLA-μGrid, e o BESS deve ser despachado para garantir $P = 0$ e $Q = 0$ no PCC (ou um fluxo de, no máximo, 20 kW no PCC, conforme definido nos testes de comissionamento);
- II. A abertura da chave do PCC deve ocorrer com $P = 0$ e $Q = 0$ no PCC (ou com um fluxo de, no máximo 20 kW no PCC), o BESS deve formar a rede da CLA-μGrid em modo *off-grid*;
- III. Com a CLA-μGrid já em modo *off-grid*, e com o BESS formando a rede, os GMGs devem partir em modo base de carga e injetarem a potência mínima de 30% da nominal na rede ilhada.

○ Esteja indisponível:

- I. Os GMGs disponíveis devem formar a rede. Neste caso, os GMGs deverão partir em modo base de carga, e deve ocorrer a transferência em rampa da carga atendida pela SE-CM da rede da EQTL para os GMGs;
- II. Após os GMGs assumirem as cargas da SE-CM, por comando do controle interno do QTA dos GMGs, o disjuntor DB.REDE deve abrir (vide Figura 4.9 acima), e os GMGs devem mudar para o modo demanda de carga. Logo após, o PCC deve abrir para isolar a microrrede da rede da EQTL, ocasionando um desligamento momentâneo das cargas atendidas pela SE-TLM. Então, deve-se garantir que o disjuntor DM.1-CM permaneça fechado, e o disjuntor DB.G deve ser fechado (vide Figura 4.9 acima) para que os GMGs alimentem as cargas CLA-μGrid em modo *off-grid*.

○ Apresente falha na tentativa de formar a rede imediatamente após a abertura da chave do PCC:

- I. Neste caso, ocorre um *blackout* da CLA-μGrid, uma vez que a chave do PCC está aberta e não há DER formando a rede ilhada imediatamente após esta abertura. Dessa forma, deve-se executar o *black start* da CLA-μGrid, preferencialmente a partir do BESS. Então, o EMS deve enviar um comando de *reset* remoto para o

BESS e, caso BESS esteja disponível após este comando, comandar a restauração da microrrede a partir do BESS (vide subseção 4.2.7);

- II. Caso o BESS esteja indisponível após o comando de *reset* do EMS, os GMGs devem formar a rede. Dessa forma, deve-se executar o *black start* da CLA-μGrid a partir dos GMGs (vide subseção 4.2.7).
- Com o BESS ou os GMGs formando a CLA-μGrid, e as cargas alimentadas pelos DERs disponíveis, a microrrede deve mudar para o cenário *S2P*.

4.2.5. T1N: Transição *on-grid*→*off-grid* não-programada da CLA-μGrid

Para o caso da CLA-μGrid, este cenário será executado em função de um problema na rede da EQTL (*i.e.*, falta, perda ou problema de QEE da rede da EQTL) ou de uma falta interna na rede em MT da CLA-μGrid em modo *on-grid*. Cada uma dessas situações é discutida a seguir.

4.2.5.1. Problema na rede da EQTL

Para o caso da CLA-μGrid, em caso de um problema na rede da EQTL (*i.e.*, a montante do PCC da CLA-μGrid), a proteção do PCC deverá ser sensibilizada e a chave do PCC deve abrir para que a falta ou defeito, em caso de curtos-circuitos, não seja alimentada pelos DERs da CLA-μGrid. A coordenação e seletividade da proteção devem ser tais que a abertura da chave do PCC ocorra sem que haja desligamento dos DERs e, conseqüentemente, sem interrupção da alimentação às cargas.

Assim, considerando as funcionalidades do RBEMS proposto, o EMS da CLA-μGrid deve identificar o problema na rede da EQTL a partir do monitoramento da chave do PCC e dos relés de proteção, verificar o estado da chave do PCC, controlar o despacho dos DERs disponíveis para que os mesmos assumam a carga da microrrede e, em caso de:

- BESS disponível: o BESS deve mudar sua função de seguidor de rede para formador de rede e formar a CLA-μGrid em modo *off-grid*;
- BESS indisponível: os GMGs devem partir no modo demanda de carga e formar a CLA-μGrid. Neste caso, o procedimento descrito na subseção 4.2.2.1 deve ser executado e, em razão do problema na rede da EQTL, e da abertura de DB.R-CM e do fechamento de DB-G (vide Figura 4.9), ocorrerá um desligamento momentâneo das cargas atendidas pela subestação SE-TLM;
- Proteção do PCC não tenha sido sensibilizada pelo problema na rede da EQTL: o EMS deve comandar a abertura do PCC antes que o BESS ou os GMGs formem a rede;
- Desligamento dos DERs: ocorrerá um blackout da CLA-μGrid. O cenário *T3* (*black start*) deverá ser executado.

4.2.5.2. Falta na rede interna da CLA-μGrid em modo *on-grid*

Para o caso da CLA-μGrid, em caso de falta na rede interna da microrrede em modo *on-grid*, as proteções do BESS e da UFV devem atuar e os mesmos devem ser desligados para que

não alimentem a falta. Então, duas situações devem ser consideradas em relação ao estado dos GMGs da SE-CM, a saber:

- GMGs da SE-CM desligados antes da falta: a perda de alimentação devido ao desligamento do BESS fará com que o controle local dos GMGs acione os mesmos pelo QTA. Então, os GMGs passarão a operar modo demanda de carga (*load demand*), como fonte de *backup* para as cargas locais;
- GMGs da SE-CM ligados antes da falta (situação pouco provável, uma vez que uso dos GMGs em modo *on-grid* não é, a priori, de interesse da aplicação atendida pela CLA- μ Grid): nesse caso, os GMGs estarão em modo base de carga. Assim, a proteção a montante do QTA, para o lado da rede, deverá atuar. Então o controle local dos GMGs fará com que os mesmos migrem para o modo demanda de carga. Assim, os GMGs passarão a operar como fonte de *backup* para as respectivas cargas locais. Se isso não acontecer, a proteção dos GMGs poderá atuar e os geradores serão desligados, ficando no modo *shutdown*. Então, um comando local ou remoto será necessário para que os GMGs voltem a operar. Nesse caso, o EMS deve enviar o comando de *reset* remoto para os GMGs.

Assim, considerando as funcionalidades do RBEMS proposto, em caso de falta na rede interna da CLA- μ Grid em modo *on-grid*, as seguintes ações devem ser executadas:

- Identificar a ocorrência da falta a partir do monitoramento da chave do PCC e dos relés de proteção internos à microrrede e verificar o estado da chave do PCC. Caso as proteções do PCC não tenham sido sensibilizadas pela falta, comandar a abertura da chave do PCC;
- Caso as proteções do BESS e da UFV não tenham sido sensibilizadas pela falta, comandar o desligamento do BESS e da UFV para evitar que os mesmos alimentem a falta;
- Comandar a reconfiguração da rede interna da CLA- μ Grid para que os GMGs atuem como fontes de *backup* e alimentem somente as cargas locais, *i.e.*:
 - Comandar a abertura dos disjuntores de MT das subestações SE-CM e SE-TLM (vide DM.1-CM e DM.1-TLM na Figura 4.10);
 - Bloquear o fechamento do disjuntor geral de BT da SE-CM (vide DB.R-CM na Figura 4.10).

4.2.6. T2: Transição *off-grid*→*on-grid* da CLA- μ Grid

Para o caso da CLA- μ Grid, este cenário será executado após o término das campanhas de lançamento (cenário *T2P*), ou em caso de eliminação de problema na rede da EQTL ou de falta na rede interna da CLA- μ Grid que originou uma operação *off-grid* não planejada (cenário *T2N*). Assim, considerando as funcionalidades do RBEMS proposto, as seguintes ações devem ser executadas:

- Monitorar as condições da rede da EQTL no PCC. A transição só deverá acontecer se a rede da EQTL estiver estabilizada, conforme padrões normativos vigentes [23], [150];
- Com a rede da EQTL estabilizada, sincronizar as tensões da CLA-μGrid no PCC com as tensões da rede da EQTL e comandar o fechamento da chave do PCC;
- Mudar o modo de operação do DER formador da rede (BESS ou GMGs) para alimentador de rede;
- Caso os GMGs estejam em operação, e seja de interesse do operador da microrrede, os mesmos devem ser desligados após o fechamento da chave do PCC.

4.2.7. T3: *Black Start da CLA-μGrid*

A rede interna da CLA-μGrid é em MT (a 13,8 kV), e nela há três transformadores de 1 MVA e um transformador de 0,5 MVA para interconexão entre o BESS, os GMGs, a UFGV e as cargas da microrrede com a rede interna em MT, conforme detalhado no Capítulo 3. Dentre os DERs despacháveis da CLA-μGrid, apenas o BESS é capaz de inicializar em rampa de tensão (dV/dt). Assim, considerando as funcionalidades do RBEMS proposto, que inclui um procedimento de *black start* para MMCs com rede interna em MT (vide subseção 4.1.5), as seguintes ações devem ser executadas no cenário T3 para o caso da CLA-μGrid:

- 1) Identificar de ocorrência de *blackout* da CLA-μGrid e verificar se há condições favoráveis para a restauração da microrrede, *i.e.*:
 - a. BESS e/ou GMGs disponíveis para formar a rede *off-grid* e rede interna disponível para restauração;
 - b. Em caso de problema na rede da EQTL: microrrede isolada da rede da EQTL e rede interna disponível para restauração;
 - c. Em caso de falta na rede interna da CLA-μGrid: falta isolada/mitigada e rede interna disponível para restauração.
- 2) Em caso de ocorrência de *blackout* e de condições favoráveis para a restauração da CLA-μGrid, verificar o estado da chave do PCC:
 - a. PCC aberto: iniciar o procedimento de *black start* (ir para o passo seguinte);
 - b. PCC fechado: comandar a abertura da chave do PCC e verificar novamente o estado do PCC. Caso o PCC esteja aberto, iniciar o procedimento de *black start*. Caso contrário, interromper o processo e sinalizar ao operador a falha na execução do *black start* devido a uma falha de abertura da chave do PCC.
- 3) Comandar a abertura dos disjuntores gerais de BT da SE-CM e da SE-TLM (respectivamente, DB.R-CM e DB.R-TLM na Figura 4.10), e comandar também a abertura dos demais disjuntores telecomandados de BT da CLA-μGrid, caso haja alimentação disponível que possibilite a abertura desses disjuntores;
- 4) Caso o BESS esteja:

- a. Disponível:
 - i. Desabilitar as proteções contra subtensão dos disjuntores de MT dos transformadores da rede interna da CLA-μGrid (*i.e.*, TF1-CM, TF2-UFV, TF3-BESS e TF4-TLM na Figura 4.10) e comandar o fechamento desses disjuntores;
 - ii. Energizar os transformadores da rede interna da CLA-μGrid a partir da inicialização do PCS do BESS em rampa de tensão (dV/dt), com taxa de subida adequada tal que as proteções intrínsecas contra sobrecorrentes do BESS não sejam sensibilizadas, até que a tensão dos transformadores seja igual ou superior a 90% à nominal (valor ajustável com base em critérios técnicos, tais como normas da concessionária local e da ANEEL);
 - iii. Após a tensão dos transformadores da rede interna da CLA-μGrid atingir um valor igual ao valor nominal [150], habilitar as proteções contra subtensão dos transformadores.
 - b. Indisponível (GMGs devem ser responsáveis pela restauração da CLA-μGrid):
 - i. Comandar o fechamento dos disjuntores de MT dos transformadores da rede interna da CLA-μGrid;
 - ii. Para que os GMGs possam formar a CLA-μGrid em modo *off-grid* (vide subseção 4.2.2.1): comandar o fechamento do disjuntor de *bypass* do QTA dos GMGs (DB-G na Figura 4.10);
 - iii. Partir os GMGs em modo demanda de carga para energizar os transformadores da rede interna da CLA-μGrid, aplicando diretamente tensão nominal nos terminais dos transformadores.
- 5) Após o transitório de energização dos transformadores da rede interna da CLA-μGrid, comandar o fechamento dos disjuntores gerais de BT da SE-CM e da SE-TLM (respectivamente, DB.R-CM e DB.R-TLM na Figura 4.10), caso estes estejam abertos. Logo após, comandar o fechamento dos demais disjuntores telecomandados de BT da CLA-μGrid, caso estes estejam abertos.

Capítulo 5:

Esquema de Proteção para Microrredes de Missão Crítica

As microrredes possuem algumas especificidades relacionadas à proteção quando comparadas com os sistemas tradicionais de transmissão e distribuição de energia elétrica. Tais especificidades incluem, principalmente, níveis de curto-circuito distintos em cada modo de operação da microrrede (modo *on-grid* ou modo *off-grid*). Em relação aos DERs, os quais podem contribuir com as correntes de falta, os mesmos podem estar localizados em pontos distintos da microrrede. Além disso, as contribuições de IIDERs para as correntes de curto-circuito possuem valores bem próximos aos das respectivas correntes nominais (cerca de 1,2 a 1,5 vezes as respectivas correntes nominais). Por outro lado, as contribuições dos DERs baseados em máquinas rotativas são de aproximadamente três a cinco vezes as respectivas correntes nominais. Então, tem-se que essas e outras situações influenciam diretamente o projeto e a escolha dos dispositivos de proteção de uma microrrede.

Um exemplo dessas outras situações é a possibilidade de haver esquemas de aterramento distintos para cada modo de operação. Especificamente, quando a microrrede está em modo *on-grid*, o tipo de aterramento é geralmente definido pela rede externa. Dessa forma, o esquema de proteção da microrrede em modo *on-grid* pode ser definido de forma semelhante ao da rede externa, garantindo a seletividade entre as proteções da rede externa e as proteções da microrrede. Por outro lado, quando a microrrede está em modo *off-grid*, dependendo da configuração da rede interna da mesma, a conexão com a terra pode ser perdida [46]. Isto pode afetar diretamente a capacidade de detecção de faltas à terra do sistema de proteção, bem como influenciar nas especificações dos sistemas de medição (*e.g.*, transformadores de corrente – TCs, transformadores de potencial – TP, etc.) que fornecem as informações sobre as grandezas da rede elétrica aos equipamentos de proteção.

Além dos aspectos relacionados à topologia da rede elétrica e à contribuição das fontes de geração e sistemas de armazenamento de energia (DERs e rede externa) para as correntes de falta, tem-se que boa parte dos DERs que compõem as microrredes atualmente também contam com proteções próprias contra sobrecorrentes, transientes de tensão e frequência, superaquecimento de componentes internos, dentre outras. A coordenação destas proteções com aquelas implementadas através de outros dispositivos de proteção da microrrede e da rede externa pode ser bastante dificultosa em razão das ordens de grandezas das variáveis (corrente, tensão, frequência, etc.) e dos tempos de atuação requeridos.

Os conversores eletrônicos dos IIDERs possuem proteções próprias (ou intrínsecas) que precisam (ou devem) atuar quase que instantaneamente contra sobrecorrentes levemente superiores às suas correntes nominais para evitar danos às respectivas chaves controladas (*e.g.*, IGBTs, MOSFETs). Isto se dá em razão da capacidade dos componentes eletrônicos de um IIDER de suportarem sobrecorrentes, a qual é bastante limitada. Portanto, limitadores de corrente são necessários (e geralmente implementados nos respectivos controladores dos IIDERs) para evitar que esses componentes sejam danificados. Além disso, a resposta dos IIDERs durante uma falta depende da forma de atuação dos respectivos controladores. Assim, essa resposta se distingue da resposta das demais fontes convencionais da rede e dos DERs baseados em

máquinas rotativas, de forma que os métodos convencionais de cálculo de correntes de falta para sistemas de potência não são totalmente aplicáveis nesses casos. Isto dificulta de sobremaneira a coordenação das proteções dos IIDERs com aquelas implementadas através de dispositivos convencionais, tais como relés e disjuntores, para proteção principalmente contra curtos-circuitos internos à microrrede.

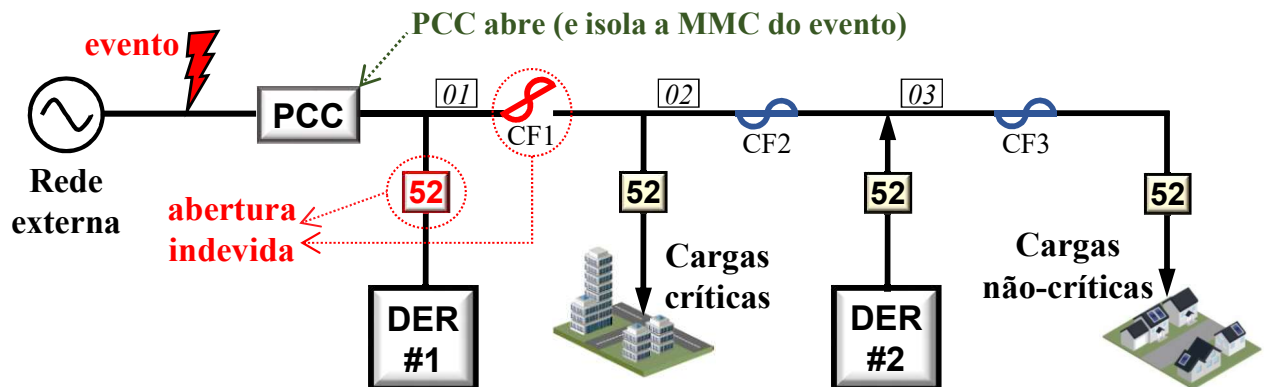
Apesar dos vários desafios introduzidos pela presença e penetração cada vez maior das microrredes nos sistemas elétricos, a regulação do setor elétrico brasileiro não possui, até o momento, normas vigentes que atendam as especificidades das microrredes no que diz respeito, por exemplo, à proteção elétrica. Neste contexto, pode-se então recorrer às recomendações de normas internacionais, dentre as quais se destacam a IEEE Std 1547-2018 [22] e a IEC TS 62898-3-1(2020) [46]. Estas normas possuem algumas recomendações e determinações pertinentes ao tema, e que servem como base para o projeto da proteção de uma microrrede. A norma IEC TS 62898-3-1 (2020), por exemplo, recomenda o uso de relés multifunção para microrredes com rede interna em MT. Tais dispositivos englobam uma série de funções de proteção configuráveis em uma única unidade, e são capazes de enviar informações e receber comandos via infraestrutura de comunicação. Isto possibilita o uso de diferentes grupos de configuração com lógicas customizadas para atender às particularidades de cada cenário operacional de uma microrrede. Já para as proteções em BT, geralmente são usados dispositivos mais simples, sem uma ampla gama de funções de proteção integrada.

Especificamente no que diz respeito às MMCs, os objetivos e as características operacionais dessas microrredes também podem exercer influência na definição das estratégias de proteção das mesmas. Em outras palavras, para uma MMC, é de interesse que o esquema de proteção da microrrede considere não somente a integridade e a segurança dos respectivos componentes (requisito fundamental), mas também a existência de cenários cuja alimentação ininterrupta das cargas críticas é um requisito mandatório. Assim, é importante que a coordenação e a seletividade da proteção de uma MMC sejam tais que desligamentos de DERs e/ou circuitos que comprometam a resiliência energética das cargas críticas sejam minimizados. Isto, obviamente, sem pôr em risco estes componentes.

Microrredes que atendem aplicações consideradas não-críticas (*e.g.*, residenciais, condominiais, algumas comerciais de pequeno porte, dentre outras), e/ou que tenham objetivos econômicos e ambientais (e até mesmo de cunho social em alguns casos como para as comunidades remotas e/ou em situação de vulnerabilidade social), são geralmente mais permissivas à ocorrência de desligamentos parciais ou totais, ainda que de curta duração. Por outro lado, as aplicações atendidas pelas MMCs demandam o fornecimento ininterrupto de energia às cargas durante os cenários críticos. A ocorrência de um evento (curto-circuito, subtensão ou sobretensão, subfrequência, etc.) externo à microrrede que cause um desligamento indevido de um DER e/ou de um ramo da rede interna, como é ilustrado no exemplo da Figura 5.1, é prejudicial aos objetivos de uma MMC, uma vez que compromete a resiliência e diminui a capacidade do EMS de gerenciar contingências N-1. No exemplo da Figura 5.1, o desligamento indevido do DER#1 faz com que a única fonte de alimentação das cargas críticas da microrrede seja o DER#2, uma vez que o PCC abriu (corretamente) para isolar a MMC do evento na rede externa. Caso o DER#2 não tenha capacidade de formação de rede, o mesmo deverá desligar e as cargas ficarão sem alimentação. Ademais, mesmo que o DER#1 seja

restaurado, caso também venha a ocorrer a abertura indevida da chave fusível CF1, do trecho 01, em razão de uma sobrecorrente com contribuição do DER#2 (situação pouco provável, porém possível de acontecer), a formação da MMC e/ou alimentação das cargas a partir do DER#1 fica impossibilitada enquanto o trecho 01 não for restaurado.

Figura 5.1 – Atuação indevida da proteção de um DER em razão de um evento na rede externa.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nesse contexto, uma estratégia de proteção para MMCs é apresentada neste trabalho. O esquema de proteção tem como objetivo não somente manter a integridade e a segurança física dos componentes da microrrede, mas também evitar desligamentos indevidos que possam comprometer a resiliência e a segurança energética da MMC. São abordadas ações envolvendo a detecção e o isolamento apropriado de faltas à terra com a MMC em modo *off-grid*. Outro ponto considerado é a detecção e o gerenciamento de eventos de perda de fase de forma a manter o máximo de cargas atendidas sem que haja danos aos componentes da microrrede. Ademais, o papel do EMS como contribuição auxiliar da proteção da MMC também é discutido. O esquema de proteção apresentado neste trabalho é direcionado a MMCs com rede interna em MT, mas alguns aspectos das estratégias abordadas também podem ser aplicados para microrredes com rede interna em BT, principalmente no que diz respeito à coordenação das proteções intrínsecas dos DERs com os demais dispositivos. O esquema é baseado nas seguintes funções e filosofias de proteção:

- Proteções contra sobrecorrentes:
 - Funções de proteção ANSI empregadas [115]:
 - 50 – Sobrecorrente instantânea;
 - 51 – Sobrecorrente temporizada;
 - 50N/51N – Sobrecorrente instantânea/temporizada de neutro;
 - 67 – Sobrecorrente direcional (aplicada, pelo menos, ao PCC da microrrede);
 - 46 – Sobrecorrente de sequência negativa.
 - Filosofia geral para o modo *on-grid*:
 - Proteção convencional contra sobrecorrente, *i.e.*, atuação do dispositivo mais próximo do ponto da falta, e coordenação dos

dispositivos da rede interna da MMC com a proteção da rede externa;

- O PCC deve dispor de dois grupos de proteção. O primeiro grupo é ajustado para faltas internas à MMC (direção da rede externa para a microrrede). O segundo é ajustado para faltas externas à MMC (leva em conta as contribuições dos DERs para a corrente de falta).
- Filosofia geral para o modo *off-grid*: coordenação dos dispositivos de proteção da rede ilhada, sempre que possível, com as proteções próprias dos DERs da MMC para evitar desligamentos indevidos e, conseqüentemente, perda de alimentação às cargas;
- Filosofia geral para ambos os modos de operação:
 - Em caso de abertura de proteções por sobrecorrentes (curtos-circuitos), deve ser vedado o religamento automático das instalações da MMC afetadas pelo defeito. Para tal, a função ANSI 86 [115] (relé auxiliar de bloqueio) para evitar religamento automático indevido sem que o problema tenha sido solucionado.

➤ Proteções de tensão:

- Funções ANSI empregadas [115]:
 - 27 – Subtensão;
 - 59 – Sobretensão;
 - 47 – Tensão de sequência negativa ou falta de fase;
 - 59N – Sobretensão residual de neutro.
- Filosofia geral para o modo *on-grid*: coordenação das proteções de subtensão e sobretensão do PCC com as proteções intrínsecas dos DERs e dos demais dispositivos de proteção da MMC. A coordenação deve ser tal que as proteções de tensão do PCC sejam sensibilizadas e atuem antes das demais proteções da microrrede. O objetivo dessa filosofia é evitar desligamentos indevidos dos DERs em casos de distúrbios de tensão na rede externa, os quais podem comprometer a resiliência e a segurança energética;
- Filosofia geral para o modo *off-grid*:
 - As proteções intrínsecas dos DERs devem ser mais rápidas do que as dos circuitos que alimentam as cargas da MMC;
 - Caso a rede interna da MMC forme um sistema sem ponto de conexão com a terra, a função 59N pode ser usada para proteção contra faltas entre uma fase e a terra. O ajuste dessa função deve ser tal que a mesma não seja conflitante com a proteção contra sobrecorrentes de faltas à terra com a microrrede em modo *on-grid*;

- Atuação da função auxiliar 86 em conjunto com a função 59N, uma vez que a atuação da 59N está relacionada com uma condição de risco para a microrrede, a saber, perda de isolamento à terra. Dessa forma, evita-se religamento indevido sem que o problema tenha sido solucionado.
 - Filosofia geral para ambos os modos:
 - As proteções de tensão devem ser mais lentas do que as contra sobrecorrentes, com o objetivo de garantir a prioridade de atuação das proteções contra sobrecorrentes em relação às de tensão. Isto se dá pelo fato de que, em um curto-circuito, também podem ocorrer variações de tensão, tais como afundamentos, elevações ou completa perda da tensão (interrupção). Dessa forma, privilegia-se também a atuação da função auxiliar 86 após a abertura em razão de um curto-circuito (imposição de segurança operativa), evitando religamento indevido sem prévia verificação e solução do problema que causou a falta;
 - Em caso de eventos de subtensão ou sobretensão, a abertura das chaves de proteção deve seguir a seguinte ordem: PCC, conversor dos DERs com capacidade de formação de rede, disjuntores dos circuitos que alimentam as cargas. O objetivo é evitar o desligamento indevido de DERs com capacidade de formação em razão de distúrbios temporários de tensão;
 - Atendimento aos requisitos de conexão e de QEE definidas pela concessionária local para os modos *on-grid* e *off-grid* (analogamente às proteções de frequência).
- Proteções de frequência:
 - Funções ANSI empregadas [115]:
 - 81U – Subfrequência;
 - 81O – Sobrefrequência.
 - Filosofia de atuação: atendimento aos requisitos de conexão e de QEE definidas pela concessionária local para os modos *on-grid* e *off-grid* (analogamente às proteções de tensão).
- Sincronismo:
 - Funções ANSI empregadas [115]:
 - 25 – *Check* de sincronismo;
 - Filosofia de atuação: uso nas zonas de proteção primárias dos DERs com capacidade de formação de rede em modo *off-grid* para evitar que haja reconexão com a rede externa sem sincronismo. Para tal, devem-se seguir os requisitos de conexão com a rede externa, os quais são definidos pela

regulação local. Especificamente, a função 25 atua baseada nos valores RMS, nas frequências e nos ângulos de fase das tensões nos dois lados da chave de interconexão de um DER com a rede elétrica (ou da microrrede com a rede externa). Essa função requer que as tensões nesses dois lados tenham valores RMS, frequência e ângulos de fases iguais ou muito aproximados, com diferenças definidas em normas.

A estratégia apresentada considera a existência de dispositivos de proteção (e respectivas funções de proteção mínimas) em, pelo menos, determinados pontos considerados chave de uma MMC. Um resumo destes pontos chave e das respectivas funções de proteção mínimas é mostrado na Tabela X.

Tabela X – Funções de proteção mínimas do esquema de proteção para MMCs.

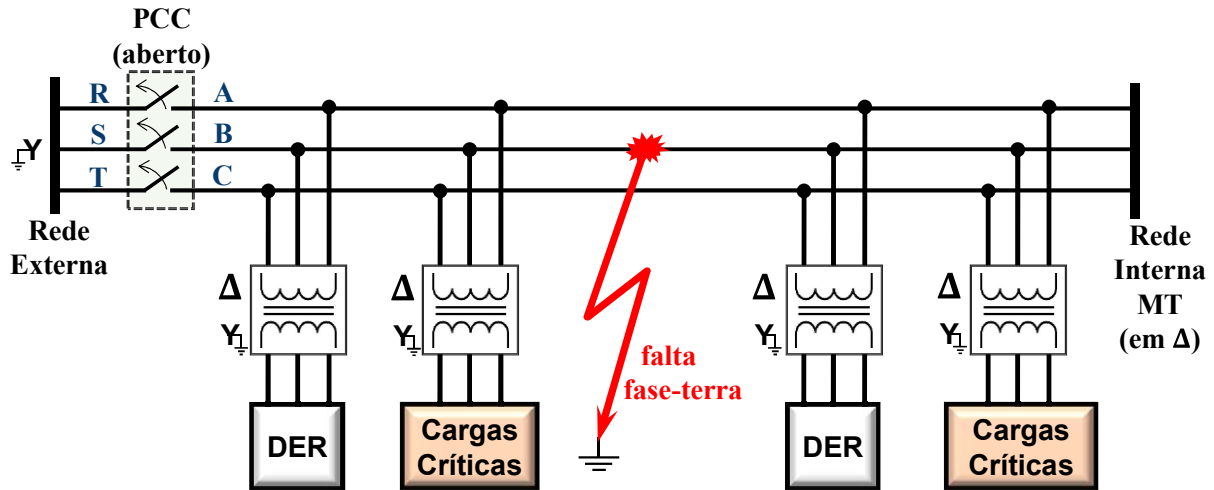
Ponto da MMC a ser protegida		Proteções contra Sobrecorrentes	Proteções de Tensão	Proteções de Frequência	Proteções de Sincronismo
PCC		50/51, 50N/51N e 67	27, 59 e 59N	81U e 81O	25
Condutores da rede interna		50/51, 50N/51N	--	--	--
Transformadores (caso existam)	Lado MT	46, 50/51, e 50N/51N	27, 47, 59, 59N	81U e 81O	--
	Lado BT	50/51 e 50N/51N	--	--	--
DERs formadores de rede		Proteções intrínsecas	Proteções intrínsecas	Proteções intrínsecas	25
DERs seguidores de rede		Proteções intrínsecas	Proteções intrínsecas	Proteções intrínsecas	--

Ainda que a MMC venha a possuir chaves telecomandadas (*e.g.*, disjuntores de MT e BT com possibilidade de serem comandados remotamente) que sejam supervisionadas pelo EMS da microrrede, estas chaves devem operar de maneira autônoma. A coordenação é definida a partir da parametrização dos dispositivos de proteção como, por exemplo, relés multifunção. As proteções de tensão e de frequência, além de preservarem a integridade dos componentes da microrrede, também exercem funções de apoio na identificação de eventos, em especial curtos-circuitos que, porventura, não venham a ser percebidos pelas proteções contra sobrecorrente. Exemplos desses eventos incluem curtos-circuitos a montante da chave do PCC e curtos-circuitos fase-terra na rede interna da MMC quando esta estiver operando em modo *off-grid*. A seguir são apresentadas algumas situações específicas relacionadas ao emprego de funções de proteção para situações específicas abordadas pelo esquema de proteção proposto e ao papel do EMS junto à proteção da MMC.

5.1. Falta Monofásicas Fase-Terra na Rede Interna em Modo *off-grid*

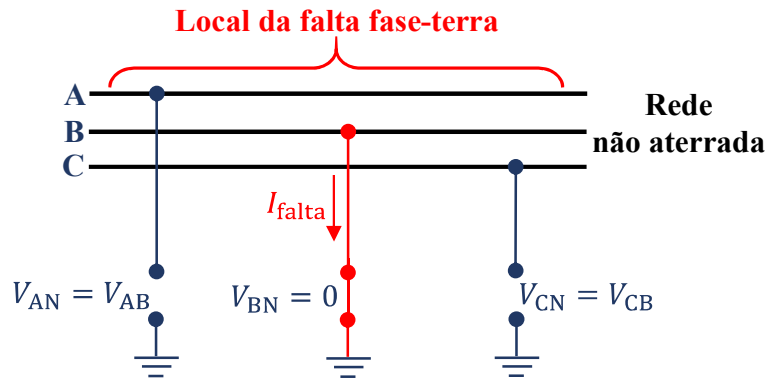
A ocorrência de curtos-circuitos à terra em uma microrrede que está operando no modo *off-grid* é um problema que requer atenção, principalmente caso a conexão da rede interna com a terra tenha sido perdida após a desconexão da microrrede com a rede externa. Considere o exemplo de uma microrrede com rede interna de MT em Delta (Δ), quando a mesma está em modo *off-grid*, que é mostrado na Figura 5.2.

Figura 5.2 – Falta monofásica à terra em uma microrrede com rede interna sem conexão com a terra no modo *off-grid*.



No exemplo da Figura 5.2, quando ocorre uma falha monofásica da fase 'B' para a terra, por exemplo, as proteções contra sobrecorrentes da microrrede não são sensibilizadas, uma vez que não há circulação de correntes de sequência zero em uma rede isolada ou não aterrada, como é o caso da rede interna da microrrede em modo *off-grid* da Figura 5.2. Em outras palavras, tem-se que um sistema não aterrado, normalmente, não produz correntes de curto-circuito quando há uma falha monofásica fase-terra, diferentemente do que acontece para faltas bifásicas (ou fase-fase-terra) para a terra. Embora possa não haver correntes de curto-circuito para uma falha monofásica à terra, há um desequilíbrio nas tensões da rede em relação à terra, como é ilustrado na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Desequilíbrio das tensões para uma falha fase-terra em uma rede não aterrada.



Nota-se da Figura 5.3 que, quando ocorre a falta monofásica da fase ‘B’ para a terra, por exemplo, a tensão na fase ‘A’, V_{AN} , se torna igual à tensão de linha V_{AB} , a tensão na fase ‘B’, V_{BN} , se torna igual a 0, e a tensão na fase ‘C’, V_{CN} se torna igual à tensão de linha V_{CB} . Essas sobretensões a que estarão sujeitas as fases ‘A’ e ‘C’ podem danificar componentes da microrrede que estiverem conectados entre as fases não afetadas pela falta e a terra e, portanto, tais sobretensões devem ser eliminadas. Para tal, caso a microrrede a ser protegida possua uma rede não aterrada em MT, por exemplo, a função 59N pode ser usada nos dispositivos de proteção (e.g., relés multifunção) do lado de MT da rede interna para auxiliar as proteções de sobrecorrente na detecção de faltas monofásicas do tipo fase-terra. A função 59N (também conhecida como $3V_0$) atua baseada na soma vetorial das tensões de fase da rede, obtidas a partir de transformadores de potencial usados para a aquisição destes sinais. Dessa forma, tem-se:

$$\overrightarrow{3V_0} = \overrightarrow{V_{AN}} + \overrightarrow{V_{BN}} + \overrightarrow{V_{CN}} \quad (10)$$

ou, considerando o operador $a = 1\angle 120^\circ$:

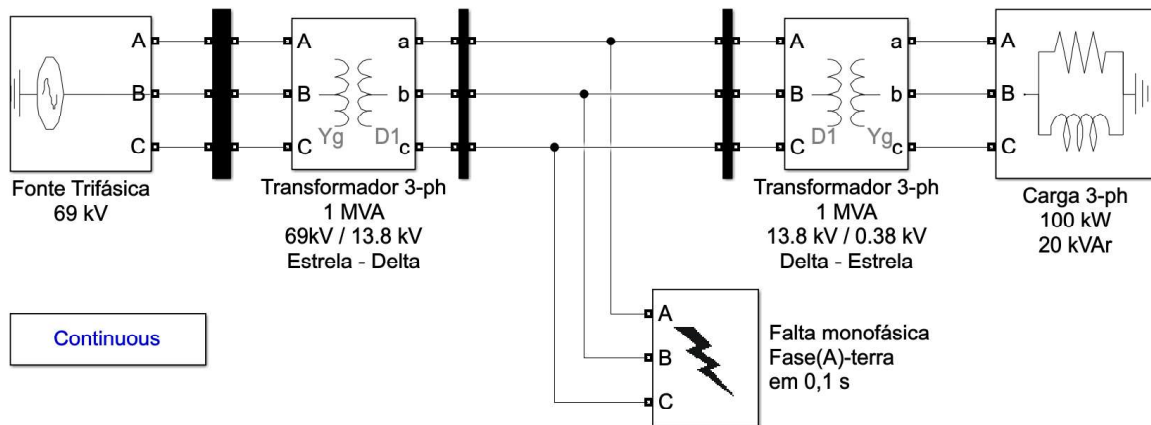
$$\overrightarrow{3V_0} = \overrightarrow{V_{AN}} + a^2 \overrightarrow{V_{AN}} + a \overrightarrow{V_{AN}}. \quad (11)$$

Supondo um sistema inicialmente equilibrado, em p.u., tem-se que $\overrightarrow{V_{AN}} = 1\angle 0^\circ$, $\overrightarrow{V_{BN}} = 1\angle -120^\circ$ e $\overrightarrow{V_{CN}} = 1\angle 120^\circ$. Nessas condições, tem-se $\overrightarrow{3V_0} = 0$ pu. Porém, quando ocorre um curto-circuito fase-terra na fase ‘A’, por exemplo, tem-se que:

$$\overrightarrow{3V_0} = 0 + \overrightarrow{V_{BA}} + \overrightarrow{V_{CA}} = \sqrt{3}\angle -150^\circ + \sqrt{3}\angle 150^\circ = 3\angle -180^\circ \text{ p.u.} \quad (12)$$

Assim, tem-se que os valores obtidos pela função 59N para um momento sem falta da rede e outro com a ocorrência de uma falta fase-terra são bastante distintos entre si. Dessa forma, é possível usar a função 59N coordenada com as funções contra sobrecorrente (com a 59N sendo a de atuação mais lenta) para a detecção e atuação contra faltas monofásicas do tipo fase-terra. O desequilíbrio das tensões da rede causadas pela falta afeta diretamente as componentes de sequência, como pode ser notado no exemplo ilustrativo da Figura 5.4, no qual foi simulada, no MATLAB/Simulink®, uma falta da fase ‘A’ à terra em um trecho não aterrado de uma rede trifásica (entre os enrolamentos em Delta dos transformadores de 1 MVA da Figura 5.4). Os valores (em p.u.) das componentes de sequência positiva negativa e zero da tensão e da corrente nesse trecho antes e durante a ocorrência da falta são mostrados na Tabela XI.

Figura 5.4 – Simulação de uma falta monofásica à terra em um trecho isolado de uma rede.



Fonte: Elaborado pelo Autor usando o programa MATLAB/Simulink®.

Tabela XI – Componentes de sequência (em p.u.) antes e durante uma falta monofásica em um trecho não aterrado de uma rede elétrica.

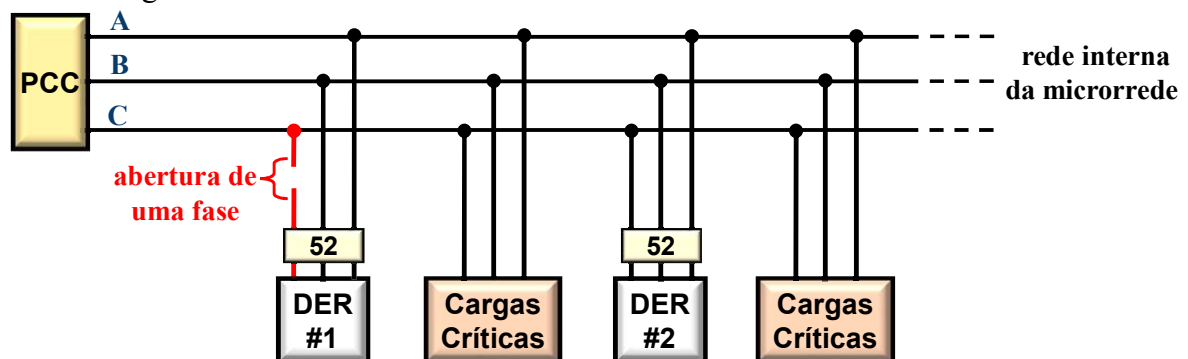
Grandeza	Componente de Sequência	Antes da Falta (p.u.)	Durante a Falta (p.u.)
Tensão	Positiva	1,0	1,0
	Negativa	0,0	0,0
	Zero	0,0	1,0
Corrente	Positiva	1,0	1,0
	Negativa	0,0	0,0
	Zero	0,0	0,0

Considerando o caso específico de uma MMC, é fundamental que esses tipos de falta sejam identificados rapidamente e que as proteções atuem para manter a integridade dos componentes da microrrede, isolando a falta e mantendo o máximo de cargas críticas atendidas sem que haja interrupção do fornecimento. Esta função pode ser de extrema importância caso a microrrede a ser protegida possua DERs distribuídos ao longo da sua rede interna que podem atuar como fontes de *backup* para cargas locais que podem ser atendidas por esses DERs. Tal escolha topológica é uma tendência para as MMCs (vide exemplos da Tabela I), e foi considerada para a CLA-μGrid (estudo de caso deste trabalho de pesquisa), conforme foi discutido no Capítulo 3.

5.2. Abertura de uma Fase da Rede Interna

A abertura ou rompimento de uma fase em um determinado ponto da rede interna de uma microrrede causa um desequilíbrio nas correntes desta rede. Assim, considere o exemplo da Figura 5.5 a seguir. Caso a microrrede esteja em modo *off-grid*, com a rede interna sendo formada pelo DER#1, e houver o rompimento da fase ‘C’, por exemplo, logo na saída deste DER, as proteções de subtensão do DER#1 não serão capazes de identificar que houve esta abertura de fase. Por outro lado, as proteções de subtensão do DER#2 atuarão. Já as cargas ficarão sendo alimentadas em duas fases e, caso estas possuam proteções próprias contra subtensões, estas últimas também atuarão.

Figura 5.5 – Abertura de uma das fases da rede interna de uma microrrede.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

No exemplo da Figura 5.5, algo similar pode acontecer caso o DER#2 esteja formando a rede interna e ocorrer um rompimento em uma das fases logo na saída deste DER. A atuação das proteções por subtensão após a abertura de uma fase da rede interna de uma MMC pode interromper alimentação das cargas críticas. Dessa forma, o uso de uma função de proteção que seja capaz de identificar o desequilíbrio de corrente causado pelo rompimento de uma fase logo na saída de um DER é fundamental para que este DER possa ser isolado da rede elétrica, permitindo assim que o máximo de cargas possíveis possam continuar sendo alimentadas pela rede externa e/ou por outros DERs com capacidade de formação de rede ou não.

Assim, considerando um sistema elétrico a três condutores, o valor da corrente de sequência negativa, I_{neg} , após a abertura de uma das fases de uma rede trifásica é dado por:

$$I_{neg} = I_A + a^2 I_B + a I_C \quad (13)$$

onde, em p.u., $a = 1 \angle 120^\circ$. Para o exemplo da Figura 5.5, ou seja, abertura da fase ‘C’, tem-se que $I_C = 0$ e $I_B = -I_A$, uma vez que $I_A + I_B + I_C = 0$ para um sistema a três condutores. Então, obtém-se:

$$I_{neg} = \frac{\sqrt{3}}{3} |I_A| \angle 30^\circ \quad (14)$$

o que corresponde a 57,8% do módulo de I_A . Assim, a função 46 (sobrecorrente de sequência negativa) pode ser empregada na identificação de abertura ou rompimento de uma fase da rede interna. Esta função atua baseada no valor da componente de sequência negativa da corrente (*i.e.*, em razão de um valor predefinido de desequilíbrio entre as correntes da rede). Assim, a atuação dessa função e a coordenação da mesma com as proteções de tensão deve ser tal que o rompimento de uma fase não cause desligamentos indesejados e danos aos DERs e às cargas da microrrede. O uso da função 46 também tem o objetivo de permitir, onde for possível, que a rede externa em modo *on-grid*, ou DERs com capacidade de formação de rede em modo *off-grid*, garantam a alimentação das respectivas cargas locais após o isolamento do trecho onde ocorreu a abertura de fase.

É importante ressaltar que o valor de ajuste da função 46 é um ponto bastante crítico, uma vez que esta função não deve ficar atuando de forma indevida para condições de desbalanceamento natural da carga. Em outras palavras, o valor de ajuste da função 46 não deve ser inferior ao da componente de sequência negativa normal do circuito. Porém, isto pode tornar esta função sem ação caso a abertura de fase ocorra com o sistema em vazio ou com baixa carga. Uma alternativa à função 46, a qual atua em razão no valor absoluto da corrente de sequência negativa, é a 46BC (*broken conductor* – condutor rompido), a qual, por sua vez, atua com base na relação percentual entre a corrente de sequência negativa e a corrente de sequência positiva ($I_{neg}/I_{pos} \times 100\%$). O uso da função 46BC aumenta a sensibilidade da proteção de sobrecorrente de sequência negativa em baixa carga.

5.3. Ações do EMS relacionadas à Proteção

A partir do monitoramento e do processamento das informações colhidas dos componentes, o EMS também pode exercer um papel auxiliar junto à proteção da microrrede gerenciada. Ademais, é interessante que isto ocorra sem interferências à atuação autônoma do

esquema de proteção da microrrede. Assim, algumas das ações que podem ser assumidas pelo EMS relacionadas à proteção, e que podem ser executadas em conjunto com o esquema de proteção para MMCs, são listadas a seguir.

5.3.1. Ações relacionadas ao PCC

Em caso de identificação de atuação das proteções contra sobrecorrentes do PCC (*i.e.*, abertura do PCC em razão de um curto-circuito interno ou externo), o EMS deve bloquear o fechamento do PCC e aguardar indicação do operador que o defeito foi sanado. Caso uma falta na rede interna da microrrede tenha sido identificada, o EMS deve comandar o desligamento (e bloquear o religamento, enquanto o defeito não tiver sido sanado) de DERs que possam vir a alimentar a referida falta. O EMS também deve bloquear o fechamento do PCC nos seguintes casos:

- Rede externa não esteja com os níveis de QEE relacionados à tensão e à frequência dentro dos padrões definidos pela regulação local;
- Há tensão no lado da microrrede e não há tensão no lado da rede externa;
- Identificação de atuação da função 59N (por falta monofásica à terra) quando a microrrede estiver em modo *off-grid*.

Falhas na atuação das proteções de tensão e/ou frequência do PCC, em razão de eventos na rede externa, podem causar desligamentos indesejados dos DERs. Funcionalidades de serviços auxiliares à rede externa, tais como suporte de tensão e regulação de frequência, executados pelos DERs quando a microrrede está em modo *on-grid*, dependem das capacidades desses DERs. Assim, determinados eventos de tensão e/ou frequência que, porventura, não tenham sensibilizado as proteções do PCC dentro dos respectivos intervalos de atuação configurados, podem não ser suportados pelos DERs, resultando no desligamento dos mesmos sem que ocorra a transição para o modo *off-grid*. Neste contexto, algumas ações específicas podem ser implementadas para evitar esses desligamentos. Em caso de identificação de subtensões ou sobretensões em modo *on-grid* que não tenham sensibilizado as proteções do PCC, e que não puderem ser restauradas pelos DERs, o EMS deve comandar a abertura do PCC e a transição para o modo *off-grid*. Ações análogas devem ser executadas pelo EMS para os casos de identificação de subfrequências ou sobrefrequências em modo *on-grid*.

5.3.2. Ações relacionadas à Rede Interna

Dentre os eventos que podem ocorrer na rede interna para as quais o EMS pode tomar determinadas ações de auxílio à proteção, tem-se:

- Atuação das proteções contra sobrecorrentes (funções 50/51, 50N/51N, 46 e 67) dos dispositivos a jusante do PCC: o EMS pode bloquear o religamento das respectivas chaves abertas automaticamente pelo evento de sobrecorrente até que seja certificado pelo operador de que o defeito foi sanado. Esta ação tem como propósito preservar a segurança da equipe de operação e manutenção da rede interna e evitar a energização de trechos defeituosos na presença de curtos-circuitos;

- Atuação da função 59N em razão de uma falta monofásica à terra na rede interna com a microrrede em modo *off-grid*: o EMS pode sinalizar ao operador nas IHMs do sistema que houve atuação da função 59N, decorrente de curto-circuito envolvendo a terra em modo *off-grid*. Isto pode servir como uma forma de alerta para que seja realizada inspeção na rede, identificação do local e correção do defeito;
- Problema persistente que provoque desligamentos e religamentos sucessivos das proteções da rede externa: o EMS pode dispor em sua programação de um “*delay*” entre a transição não programada de *on-grid* para *off-grid* e restauração do sistema de volta ao modo *on-grid* para evitar operação instável da microrrede em caso de defeitos repetitivos na rede externa.

Em caso de atuação de uma proteção de sobrecorrente de um dispositivo de proteção da rede interna da microrrede, como forma de prover redundância à função auxiliar 86 do esquema de proteção, o EMS deve bloquear o fechamento da respectiva chave telecomandada e aguardar indicação do operador que o defeito foi sanado. Já para o caso de atuação da função 59N, deve-se evitar que os DERs alimentem o curto-circuito interno. Então, ao identificar esse evento, o EMS deve bloquear o fechamento das chaves telecomandadas que foram acionadas pela função 59N. Além disso, o EMS deve executar as ações necessárias para garantir que os DERs alimentem o máximo de cargas possível sem que a falta interna seja alimentada. No que diz respeito aos desligamentos e religamentos repetitivos da rede externa, estes podem prejudicar a estabilidade da microrrede, uma vez que podem provocar sucessivas transições entre os modos *on-grid* e *off-grid*. Nesse contexto, o EMS pode impor à microrrede um intervalo mínimo entre uma transição não-programada de *on-grid* para *off-grid* e uma posterior reconexão à rede externa, de forma a evitar sucessivos transitórios que podem sensibilizar indevidamente as proteções internas da microrrede. É interessante que este intervalo seja compatível com os tempos de atuação do religador automático da rede externa da concessionária instalado no alimentador que se conecta à microrrede em questão.

A seguir é apresentado um estudo de caso de aplicação do esquema de proteção proposto para MMCs, a saber, a microrrede CLA- μ Grid.

5.4. Estudo de Caso: Microrrede CLA- μ Grid

O esquema de proteção da microrrede CLA- μ Grid segue as filosofias da estratégia elaborada para MMCs descrita neste documento. Tal esquema é composto por proteções para os seguintes componentes (vide diagrama unifilar da CLA- μ Grid mostrado na Figura 5.6 a seguir, repetida do Capítulo 3):

- Chave do PCC (funções de proteção do dispositivo);
- Transformadores de interconexão de componentes com a rede interna em MT da CLA- μ Grid:
 - TF1-CM (disjuntor DM.1-CM de proteção da subestação SE-CM);
 - TF2-UFV (disjuntor DM.UFV de proteção da UFV);

- TF3-BESS (disjuntor DM.BESS de proteção do BESS);
- TF4-TLM (disjuntor DM.1-TLM de proteção subestação SE-TLM).
- Subestação SE-CM (lado de baixa tensão da rede interna da CLA- μ Grid):
 - Disjuntor geral de BT (DB.R-CM);
 - Disjuntor de *by-pass* para alimentação da CLA- μ Grid a partir dos GMGs (DB.G);
 - Disjuntores de BT de proteção dos circuitos do prédio CT (entre eles, três Chillers de 100 TR);
 - Disjuntor de proteção do banco de capacitores da SE-CM (DJ.BC-CM).
- Subestação SE-TLM (lado de baixa tensão da rede interna da CLA- μ Grid):
 - Disjuntor geral de BT (DB.R-TLM);
 - Disjuntores de proteção dos circuitos de alimentação dos prédios TLM, MTO, balões meteorológicos e Radar;
 - Disjuntor de proteção do banco de capacitores da SE-TLM (DJ.BC-TLM).
- BESS:
 - Disjuntor de BT no lado de CA (DB.BESS);
 - Proteções intrínsecas (PCS);
 - Outras proteções específicas do lado de CC.
- UFV:
 - Disjuntor de BT no lado de CA (DB.UFV);
 - Proteções intrínsecas dos inversores das *strings* de módulos fotovoltaicos;
 - Outras proteções específicas do lado de CC.
- GMGs da subestação SE-CM:
 - Disjuntores de proteção do QTA do lado da rede (DB.REDE) e do lado dos GMGs (DB.GMG);
 - Disjuntores de proteção individual dos GMGs (DG1, DG2 e DG3).

Outras proteções da CLA- μ Grid incluem fusíveis NH e chaves fusíveis (CFs) de proteção dos condutores de ramais da rede aérea de MT interna, dos geradores da SE-TLM, de transformadores de menor porte, e do ramo de conexão da subestação BESS & UFV com a rede de MT, como pode ser observado na Figura 5.6.

O dispositivo do PCC da CLA- μ Grid é uma chave religadora tripolar (a qual não opera como religador de rede de distribuição) com as seguintes especificações técnicas:

- Tensão de operação máxima: 15,5 kV;
- Corrente nominal e de interrupção simétrica: 800 A e 16 kA, respectivamente;

- Corrente de interrupção assimétrica: 24,8 kA;
- Nível Básico de Isolamento (NBI): 110 kV;
- Meio de interrupção a vácuo;
- Sensores de corrente a base de Bobinas de Rogowski;
- Sensores de tensão nos dois lados da chave, implementados com transformadores de potencial do tipo capacitivo;
- Fonte auxiliar de alimentação interna e alimentada pelos 2 lados da chave por TPs exclusivos (diferentes dos sensores de tensão);
- Bateria interna de *backup*, 12 V, 8 Ah, com autonomia de até 8 h, em caso de falta de energia dos 2 lados da chave.

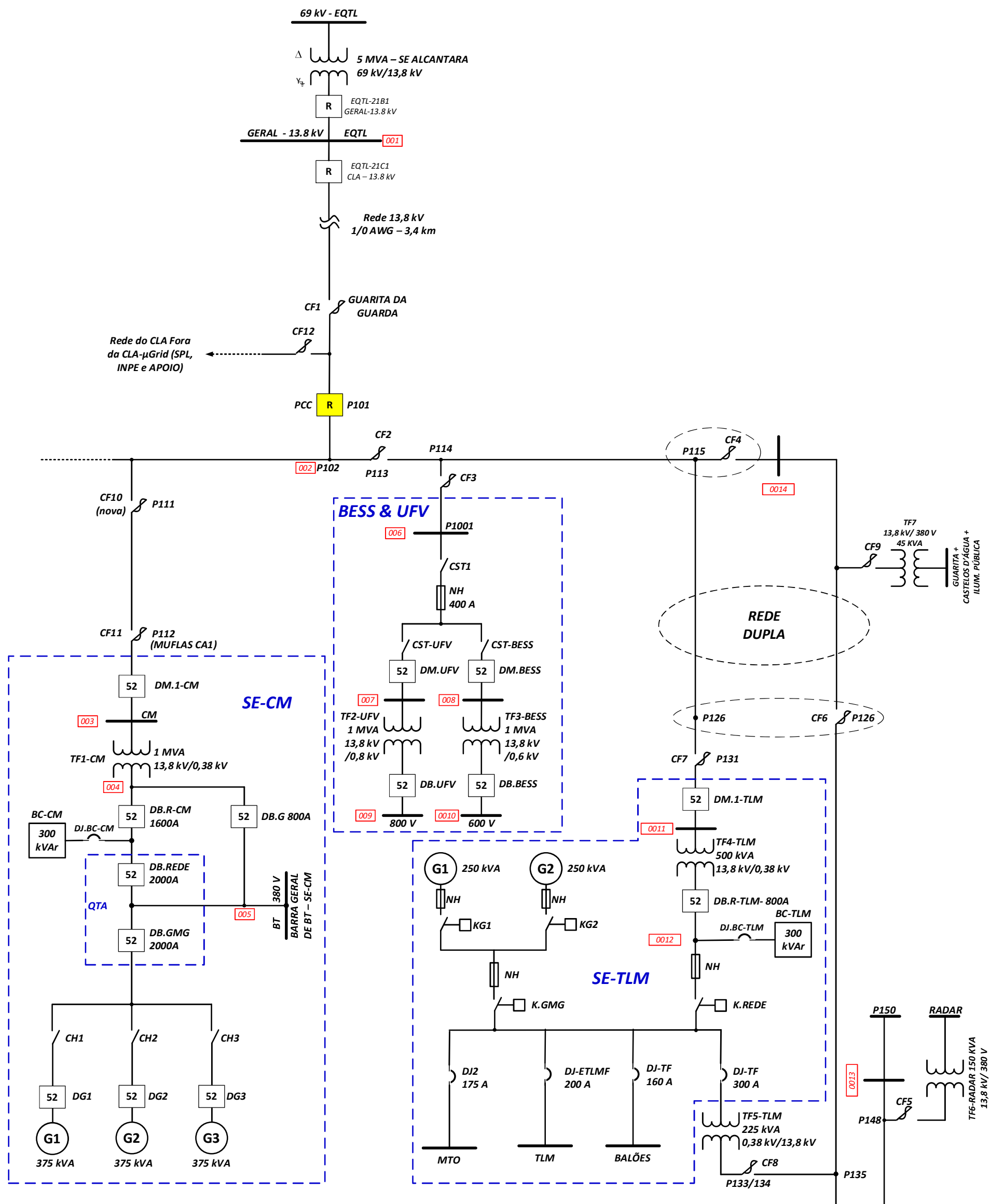
A chave do PCC da CLA- μ Grid conta com as seguintes funções de proteção:

- Contra sobrecorrente: 50/51 (fase), 50N/51N (neutro), 67 (direcional) e 46 (sobrecorrente de sequência negativa);
- Tensão: 27 (subtensão de fase-terra, de fase-fase e de sequência positiva), 59 (sobretensão de fase-terra, de fase-fase e de sequência positiva), 59N (tensão residual de neutro) e 47 (tensão de sequência negativa);
- Frequência: 81U (subfrequência) e 81O (sobrefrequência);
- Sincronismo: 25 (*check* de sincronismo);
- Outras proteções: 79 (relé de religamento automático) e 50BF (falha no religador).

Ambas as funções 79 e 50BF são empregadas em aplicações próprias de redes de distribuição de energia. Dessa forma, para a aplicação da CLA- μ Grid, a função 79 foi bloqueada e a função 50BF não foi habilitada. A função 79 é comumente usada em religadores instalados nas redes de distribuição para restabelecer o fornecimento aos clientes após falhas transitórias a partir de programações de religamento automático buscando reduzir o tempo de interrupção. Já a função 50BF é usada nos sistemas elétricos para evitar que faltas de menor porte evoluam para eventos de maior proporção a partir de um envio de sinal de *trip* devido a uma falha no dispositivo de proteção principal para o dispositivo de proteção de retaguarda a montante.

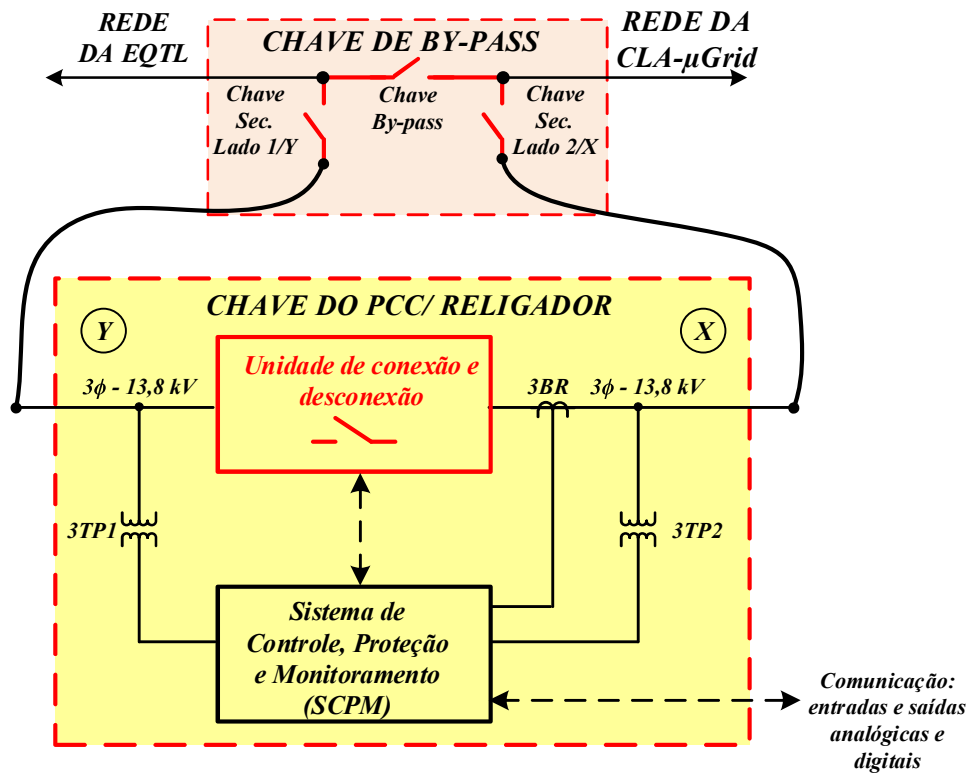
Um diagrama de blocos da chave do PCC da CLA- μ Grid é mostrado na Figura 5.7 a seguir.

Figura 5.6 – Diagrama unifilar da microrrede CLA- μ Grid (repetido do Capítulo 3).



Fonte: Elaborado pelo Autor.

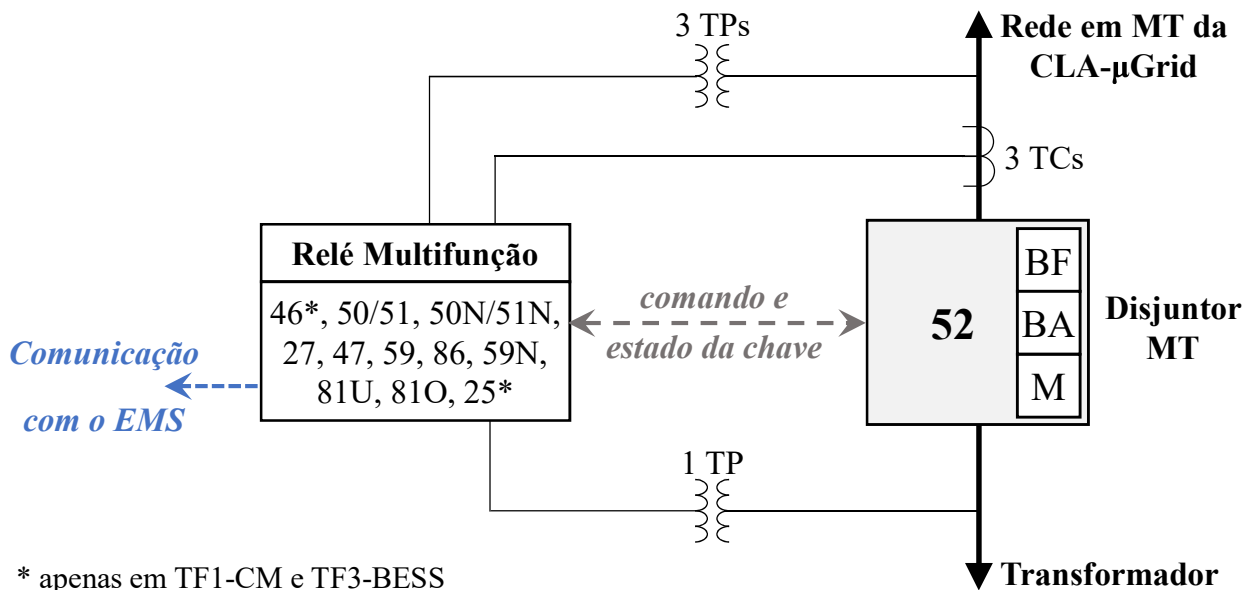
Figura 5.7 – Diagrama de blocos da chave do PCC da CLA-μGrid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os disjuntores DM.1-CM, DM.UFV, DM.BESS e DM.1-TLM de proteção dos transformadores TF1-CM, TF2-UFV, TF3-BESS e TF4-TLM, respectivamente, são comandados diretamente por relés multifunção. Estes relés atuam de forma autônoma, a partir de perfis de ajuste pré-determinados, mas também podem ser comandados pelo EMS da CLA-μGrid. Um diagrama unifilar do conjunto relé multifunção & disjuntor de MT empregado para a proteção dos transformadores supracitados é mostrado na Figura 5.8 a seguir.

Figura 5.8 – Diagrama unifilar do conjunto relé multifunção & disjuntor de MT telecomandado.

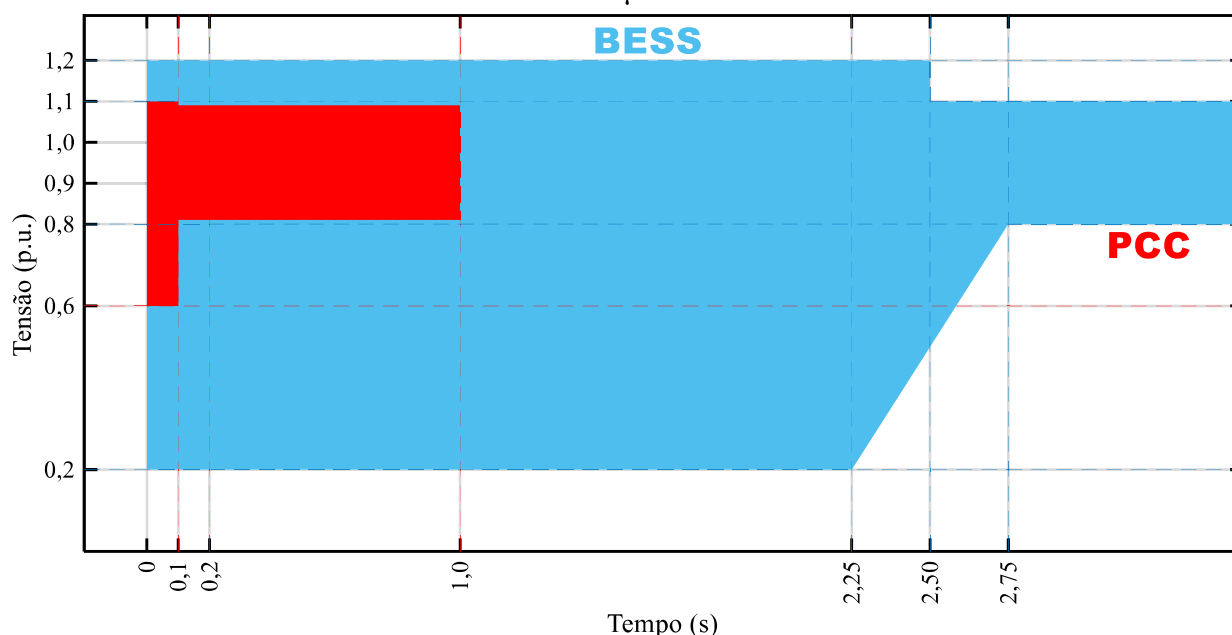


Elaborado pelo Autor.

Na Figura 5.8, as siglas BA, BF e M correspondem, respectivamente, às bobinas de abertura e de fechamento e ao motor de carregamento das molas do disjuntor de MT. A função 46 (sobrecorrente de sequência negativa) dos relés multifunção dos transformadores da rede interna da CLA- μ Grid foi habilitada apenas para os dispositivos do BESS e da subestação SE-CM. Assim, em caso de abertura de fase logo na saída da SE-CM, a proteção do transformador TF1-CM deve atuar para evitar um possível desligamento indevido a jusante da rede da CLA- μ Grid e os geradores da SE-CM deverão ser acionados como fonte de *backup* para as cargas locais em BT. Por outro lado, caso a proteção por corrente de sequência negativa do BESS atue, tem-se um indicativo de abertura de fase na saída do BESS. Os relés multifunção dos grupos de proteção em MT da CLA- μ Grid não dispõem da função 46BC (condutor rompido), possuindo apenas a função 46. Ademais, como o BESS e os GMGs são os únicos DERs com capacidade de formação de rede em *off-grid*, a função 25 foi habilitada apenas para os dispositivos da subestação SE-CM e do BESS com o objetivo de evitar reconexão sem sincronismo com a rede da EQTL.

Seguindo a filosofia para as proteções de tensão do esquema de proteção apresentado neste documento para MMCS, a coordenação entre as proteções de tensão do PCC e do PCS do BESS da CLA- μ Grid é ilustrada de forma gráfica na Figura 5.9. Nesta figura, a área em vermelho corresponde à zona de não atuação das proteções de tensão da chave do PCC, ao passo que a área em azul corresponde à zona de não atuação das proteções de tensão do PCS do BESS.

Figura 5.9 – Coordenação entre as proteções de tensão da chave do PCC e do PCS do BESS da CLA- μ Grid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Assim, tem-se que as proteções de tensão da chave do PCC possuem um tempo de atuação de 100 ms em caso de subtensões menores do que 0,6 p.u. ou de sobretensões maiores do que 1,1 p.u. em pelo menos uma fase com relação à terra. Já para subtensões entre 0,6 p.u. e 0,8 p.u. em pelo menos uma fase, as proteções do PCC possuem um tempo de atuação de 1,0 s. Em relação às proteções de tensão do BESS, estas possuem um tempo de atuação de até 2,75 s em caso de subtensões menores do que 0,8 p.u. em pelo menos uma fase, e de 2,25 s para subtensões

inferiores a 0,2 p.u. Ademais, o tempo de atuação para sobretensões acima de 1,2 p.u., em pelo menos uma das fases, é de 2,5 s. A intenção fundamental destes ajustes é que, em caso de problemas de qualidade de energia na rede externa, a microrrede seja desconectada da rede externa através da chave do PCC antes que a proteção de tensão do PCS do BESS atue, desligando-o. Assim, conseguindo-se esta operacionalidade, o BESS deve executar uma transição não-programada do modo *on-grid* para o modo *off-grid* sem que haja interrupção do fornecimento às cargas da microrrede.

5.4.1. Papel do EMS da CLA-μGrid na Proteção da CLA-μGrid

Em caso de atuação das proteções contra sobrecorrentes (50/51, 50N/51N, 46 e 67), ou de “curto-circuito” monofásico em modo *off-grid*⁹ (função 59N), dos relés multifunção de proteção dos transformadores da rede interna da CLA-μGrid, o EMS da microrrede bloqueia o fechamento dos respectivos disjuntores de MT telecomandados que foram abertos em razão do evento. Este bloqueio permanece até que seja confirmado pelo operador que o defeito foi sanado. É importante ressaltar que, enquanto durar o bloqueio por atuação de qualquer uma das funções de proteção supracitadas, o EMS deverá bloquear a transição da microrrede do modo *off-grid* para o modo *on-grid*.

Em razão do padrão dos religadores da rede externa da EQTL (*i.e.*, primeiro religamento em dez segundos após a falta, segundo religamento em vinte segundos após o primeiro, e terceiro religamento em sessenta segundos após o anterior), o intervalo estabelecido pelo EMS entre uma transição não-programada de *on-grid* para *off-grid* e uma posterior reconexão à rede da EQTL deve ser superior a cento e vinte (120) segundos.

5.4.1.1. Segurança dos TPs dos Quadros de MT da CLA-μGrid

Os TPs de proteção dos quadros de MT da CLA-μGrid (vide Figura 5.8) são do Grupo 2 de ligação, ou seja, projetados para ligações entre fase e terra, possuindo duas buchas para conexão entre fase e terra cara, e com uma tensão primária nominal igual a 7,97 kV ($13,8 \text{ kV}/\sqrt{3}$). Uma vez que a CLA-μGrid em modo *off-grid* forma um sistema elétrico não-aterrado, quando ocorre uma falta à terra na rede interna da microrrede, o TP correspondente à fase onde ocorreu a falta fica submetido a uma tensão nula. Já os demais TPs conectados às fases não envolvidos com a falta ficam submetidos à tensão de linha da rede, a saber, 13,8 kV. Em outras palavras, estes TPs ficam submetidos a uma sobretensão de 173%. Assim, para evitar que os TPs não envolvidos com a falta sejam danificados, as proteções 59 e 59N dos relés multifunção precisam atuar e desligar os disjuntores imediatamente a jusante do DER que estiver formando a microrrede em modo *off-grid* (*i.e.*, BESS ou GMGs). Estas proteções somente serão efetivas caso o relé multifunção do respectivo quadro de MT estiver operando corretamente e o circuito de desligamento do respectivo disjuntor de MT estiver funcional.

Neste contexto, o EMS da CLA-μGrid executa algumas ações auxiliares de forma a aumentar a segurança dos TPs dos quadros de MT da CLA-μGrid em caso de falta à terra na rede

⁹ Em modo *off-grid*, a microrrede CLA-μGrid é um sistema não-aterrado.

interna em MT em modo *off-grid*. Primeiramente, o EMS verifica continuamente o estado dos relés multifunção dos quadros de MT. Assim, caso o BESS esteja formando a rede:

- a. Se o respectivo relé multifunção estiver indisponível, ou seja, com defeito de operação ou com falha de comunicação com o EMS, este último comanda a abertura do disjuntor geral de BT do BESS (DB.BESS na Figura 5.6), interrompendo a operação em modo *off-grid* da microrrede. Neste caso o BESS permanece operando e alimentando apenas as cargas internas do respectivo contêiner;
- b. Se o respectivo relé multifunção estiver disponível, ou seja, operando corretamente e se comunicando com o EMS, e o disjuntor de MT do BESS (DM.BESS na Figura 5.6) não abrir após a sensibilização da proteção, o EMS comanda o desligamento do BESS, interrompendo a operação em modo *off-grid* da microrrede.

Por outro lado, caso os GMGs estejam formando a rede:

- a. Se o respectivo relé multifunção estiver indisponível, o EMS comanda a abertura do disjuntor de MT da SE-CM (DM.1-CM na Figura 5.6) e do disjuntor de *by-pass* do QTA dos GMGs (DB.G na Figura 5.6). Dessa forma, os GMGs permanecem alimentando as cargas locais da SE-CM;
- b. Se o respectivo relé multifunção estiver disponível e o disjuntor DM.1-CM não abrir após a sensibilização da proteção, o EMS comanda a abertura do disjuntor DB.G. Então, se porventura o disjuntor DB.G não abrir após o comando do EMS, este último informa ao operador que houve falha na abertura destes disjuntores. Neste caso, se não houver abertura do disjuntor DM.1-CM ou do disjuntor DB.G, o EMS deve comandar o desligamento dos geradores. Se esta situação extrema ocorrer, haverá um *blackout* do sistema e a reinicialização do mesmo deverá ser feita de forma manual pelo operador.

Capítulo 6:

Simulações da Microrrede CLA-μGrid

Para verificação do desempenho das estratégias de gerenciamento de energia para MMCs apresentadas neste documento, inicialmente foram realizadas simulações em ambiente computacional do estudo de caso objeto deste trabalho de pesquisa, ou seja, a microrrede CLA-μGrid. Especificamente, as simulações computacionais dos cenários de operação da CLA-μGrid foram realizadas usando o programa MATLAB/Simulink® e os seguintes cenários foram simulados:

- Transição programada do modo *on-grid* para o modo *off-grid*;
- Transição não-programada do modo *on-grid* para o modo *off-grid*;
- *Black start* da CLA-μGrid:
 - A partir do BESS, e;
 - A partir dos GMGs.

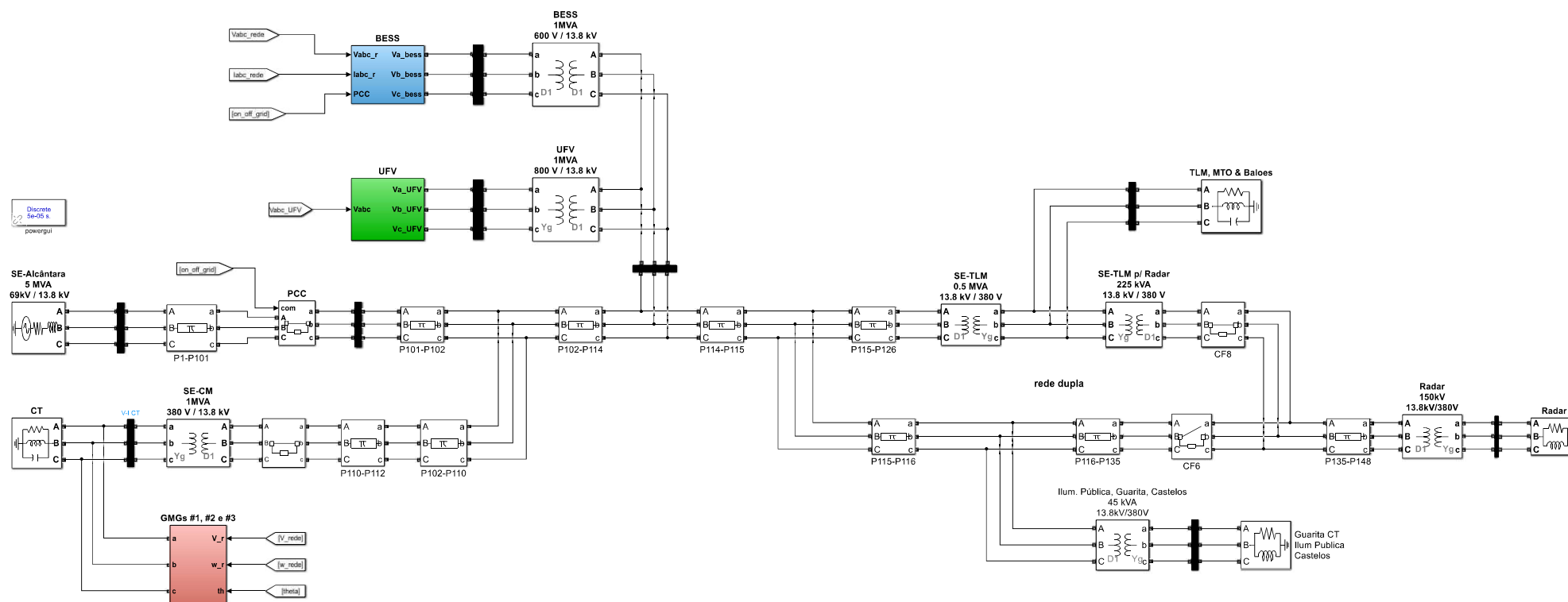
O modelo equivalente para a realização das simulações dinâmicas da microrrede foi elaborado a partir de visitas técnicas ao CLA para obtenção de dados sobre os equipamentos da rede, do diagrama unifilar da Figura 5.6, dos dados da Tabela IV e da Tabela V, e de dados que foram disponibilizados pelos fornecedores dos DERs da CLA-μGrid. Este modelo equivalente é mostrado na Figura 6.1. Ambos os modelos adotados para o BESS e para a UFV são de fontes de tensão controladas. Especificamente para o BESS, são aplicados controles de tensão e de corrente, de forma que este DER possa operar tanto como formador de rede (microrrede em modo *off-grid*) quanto como seguidor de rede (microrrede em modo *on-grid*). Já para a UFV, apenas o controle de corrente é aplicado.

Conforme informações fornecidas pelo fornecedor do BESS, ambos os controles de tensão e de corrente do PCS possuem uma dinâmica de tempo de subida menor do que 4 ms. Assim, também de acordo com informações disponibilizadas pelo fornecedor, controladores proporcional-ressonante (PR), com compensação apenas da componente fundamental ($h = 1$), foram empregados nos controles de tensão e de corrente do BESS, de forma a representar a referida dinâmica. O modelo do controlador PR, no domínio da frequência, é dado por:

$$PR(s) = K_p + K_R \frac{s}{s^2 + h \omega_e^2} \quad (15)$$

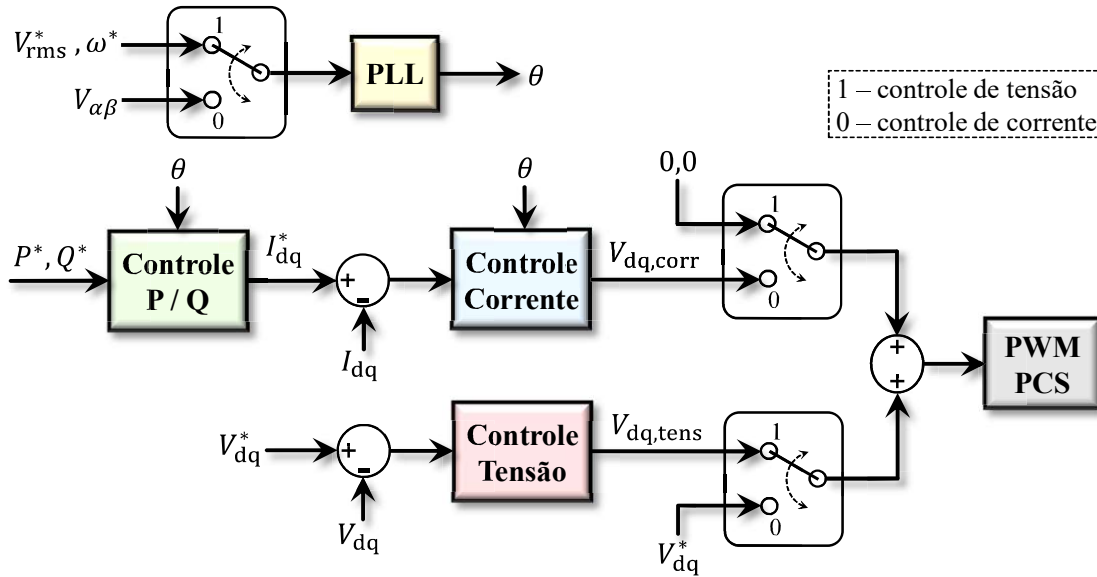
onde K_p e K_R são os ganhos proporcional e ressonante, e ω_e é a frequência angular da rede ($2 \times \pi \times 60$ rad/s). Para evitar descontinuidade, ou seja, mudanças bruscas do sinal de referência durante as transições entre os modos de operação do conversor (*i.e.*, formador de rede e seguidor de rede), o último valor de sinal do modo que estava em operação antes da transição é mantido fixo e somado ao valor de sinal do novo modo em operação após a transição. Esta estratégia é usada para a transição entre os modos de operação do PCS do BESS da CLA-μGrid e é semelhante à proposta em [151], conforme informações disponibilizadas pelo fornecedor. Um diagrama de blocos simplificado dos controles de tensão e corrente do BESS é mostrado na Figura 6.2.

Figura 6.1 – Modelo construído no MATLAB/Simulink® para execução das simulações dinâmicas da CLA-μGrid.



Fonte: Elaborado pelo Autor a partir do programa MATLAB/Simulink®.

Figura 6.2 – Diagrama de blocos simplificado dos controles do BESS da CLA-μGrid.



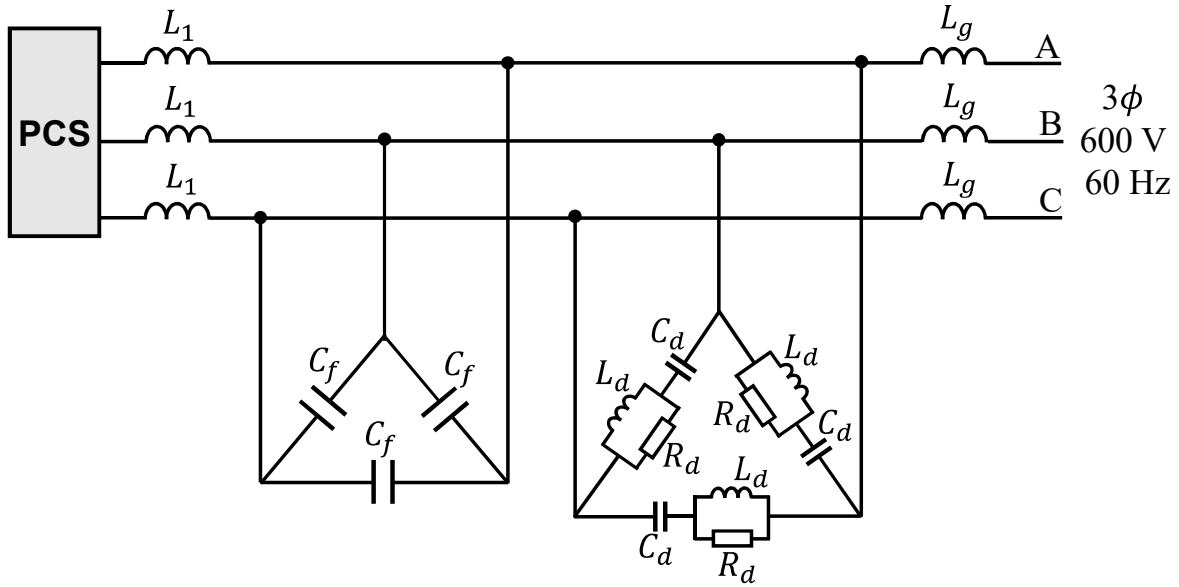
Fonte: Elaborado pelo Autor a partir das informações disponibilizadas em [151].

Na Figura 6.2, P^* , Q^* , V_{pq}^* , I_{dq}^* , V_{rms}^* e ω^* são as referências de potência ativa e reativa, de tensão e de corrente dos eixos ‘d’ e ‘q’, de tensão RMS e de frequência angular, respectivamente. Já V_{dq} , I_{dq} e $V_{\alpha\beta}$ são as tensões e correntes dos eixos dos eixos ‘d’ e ‘q’ e tensões dos eixos ‘α’ e ‘β’, respectivamente, obtidos a partir das tensões e correntes de saída do BESS, enquanto que $V_{dq,tens}$ e $V_{dq,corr}$ são saídas de tensão de eixo ‘d’ e ‘q’ dos controles de tensão e de corrente, respectivamente. Especificamente para o controle de tensão do BESS, não foi considerada a dinâmica da malha interna de corrente, ou seja, partiu-se do princípio de que esta malha interna é consideravelmente mais rápida do que a malha externa de tensão, tendo ação praticamente instantânea. Já para o controle de corrente, as saídas dos controladores de eixo ‘d’ e ‘q’ são somadas às tensões de eixo ‘q’ e ‘d’ da rede no ponto de conexão do BESS coma mesma [151]. A estratégia de laço de travamento de fase (PLL – *phase-locked loop*), para sincronismo com a rede, empregada no BESS da CLA-μGrid é a mesma de [152]. Esta estratégia de PLL foi implementada no modelo equivalente para as simulações da CLA-μGrid. Uma vez que não foram disponibilizadas informações a respeito da resposta dos conversores da UFV, foi assumida a mesma dinâmica do conversor do BESS (*i.e.*, tempo de subida menor do que 4 ms).

É importante ressaltar que o modelo elaborado para as simulações da CLA-μGrid não leva em conta as dinâmicas de alta frequência, tais como chaveamento de chaves semicondutoras, uma vez que a análise desses fenômenos não faz parte do escopo da pesquisa apresentada neste documento. Desta forma, a opção por modelos baseados em fontes controladas para representar o BESS e a UFV nas simulações da CLA-μGrid se deu pelo fato de que as dinâmicas de operação destes DERs como alimentadores e/ou formadores de rede, incluindo as transições dos mesmos entre estes modos, consistem em pontos fundamentais para a avaliação das estratégias de gerenciamento de energia propostas. Tais estratégias envolvem comandos de despacho e de execução de funções de interesse das camadas correspondentes ao EMS da hierarquia de controle e gerenciamento de microrredes detalhada no Capítulo 2. Demais dinâmicas internas em nível de dispositivo e de alta frequência não estão diretamente relacionadas à operação conjunta entre EMS e DERs para o gerenciamento dos fluxos de uma microrrede.

O filtro de saída do PCS do BESS da CLA-μGrid consiste em um filtro LCL com um amortecimento passivo complexo (“filtro *notch*”) composto por um capacitor, C_d , em série com uma impedância resultante da associação em paralelo de um resistor, R_d , com um indutor, L_d , *i.e.*, $C_d + (R_d//L_d)$. Um diagrama trifásico com os componentes do filtro de saída do PCS do BESS é mostrado na Figura 6.3, na qual L_1 , C_f e L_g são, respectivamente, a indutância do lado do PCS, a capacitância do filtro LCL e a indutância de dispersão do transformador do BESS referida para o lado do PCS (600 V). Os valores dos componentes deste filtro de saída são listados na Tabela XII, conforme informações disponibilizadas pelo fornecedor do BESS.

Figura 6.3 – Componentes do filtro de saída do PCS do BESS da CLA-μGrid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela XII – Valores dos componentes do filtro de saída do PCS do BESS.

Componente	L_1	C_f	L_g	R_d	L_d	C_d
Valor	90 μH	50 μF	5,73 μH	5 Ω	850 μH	25 μF

A partir da análise do circuito equivalente por fase construído a partir das informações ilustradas na Figura 6.3 e listadas na Tabela XII, é possível obter as funções de transferência do filtro LCL (sem o amortecimento), $H_{LCL}(s)$, do amortecimento passivo complexo, $H_d(s)$, e total do filtro de saída do PCS, $H_{PCS}(s)$. Tais funções de transferência são dadas, respectivamente, por (16), (17) e (18) a seguir:

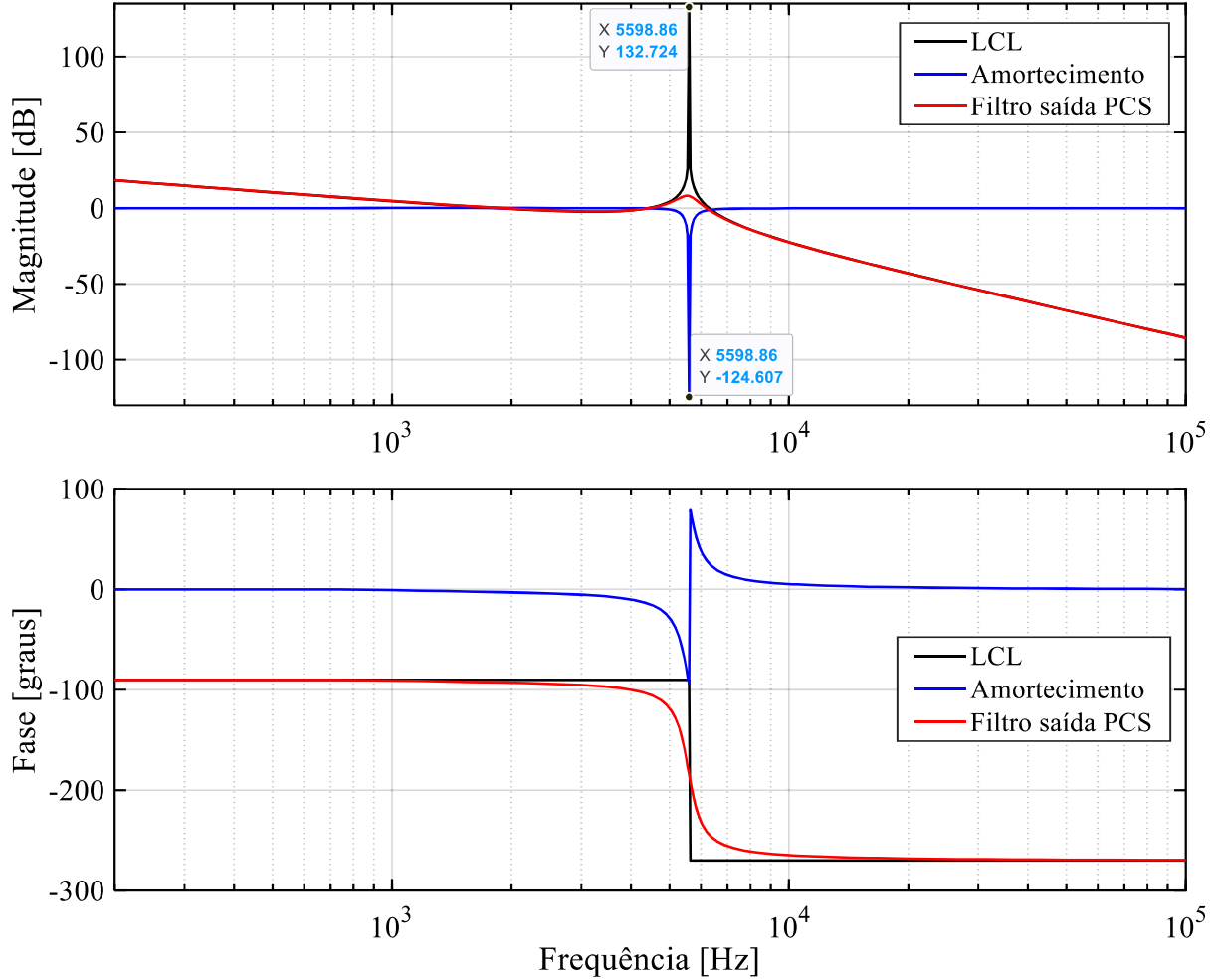
$$H_{LCL}(s) = \frac{1}{3L_1L_gC_f s^3 + (L_1 + L_g)s}, \quad (16)$$

$$H_d(s) = \frac{3C_fC_dL_1L_dL_gRs^4 + 3C_fL_1L_2L_g s^3 + [C_dL_d(L_1 + L_g) + 3C_fL_1L_g]R_d s^2 + L_d(L_1 + L_g)s + (L_1 + L_g)R_d}{3C_fC_dL_1L_dL_gR_d s^4 + 3(C_f + C_d)L_1L_dL_g s^3 + [3C_dL_1L_g + C_dL_d(L_1 + L_g) + 3C_1L_1L_g]R_d s^2 + L_d(L_1 + L_g)s + (L_1 + L_g)R_d}, \quad (17)$$

$$H_{PCS}(s) = \frac{C_d L_d R_d s^2 + L_d s + R_d}{3C_f C_d L_1 L_d L_g R s^5 + 3(C_f + C_d)L_1 L_d L_g s^4 + (C_d L_d L_g + C_d L_1 L_d + 3C_f L_1 L_g + 3C_d L_1 L_g)R_d s^3 + (L_1 + L_g)L_d s^2 + (L_1 + L_g)R_d s}. \quad (18)$$

A partir de (16) e dos dados da Tabela XII, tem-se que a frequência de ressonância do filtro LCL é em 5,598 kHz. A comparação entre as respostas em frequência do filtro LCL, do amortecimento passivo complexo, e do filtro de saída do PCS do BESS é mostrada na Figura 6.4.

Figura 6.4 – Resposta em frequência do filtro de saída do PCS do BESS.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

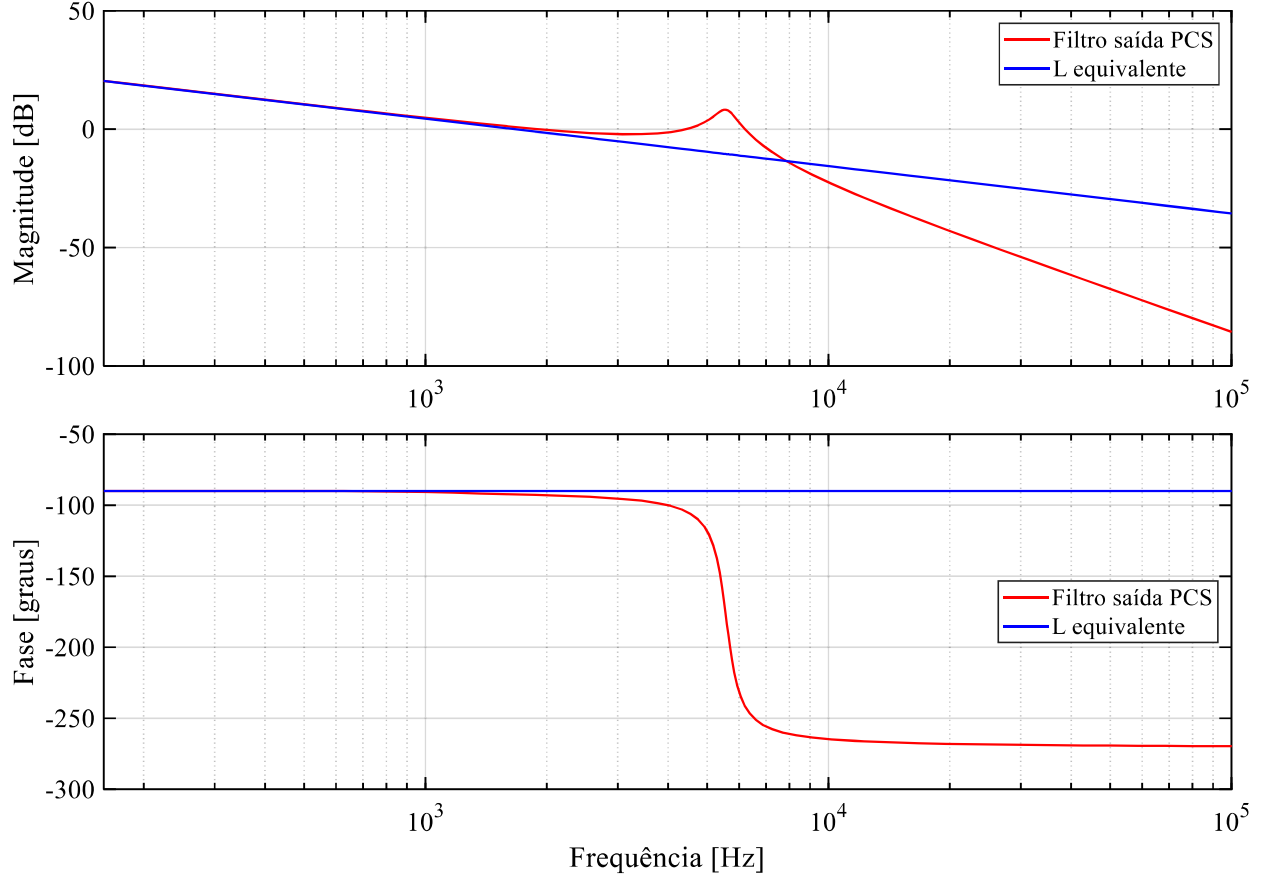
Na construção do modelo equivalente para as simulações da CLA-μGrid, o filtro de saída do PCS foi representado por um filtro L equivalente, como forma de simplificar o projeto dos ganhos dos controladores. A função de transferência deste filtro L equivalente é dada por:

$$H_{Leq}(s) = \frac{1}{(L_1 + L_g)s}. \quad (19)$$

Uma comparação entre as respostas em frequência do filtro de saída do PCS e do filtro L equivalente do modelo para as simulações da CLA-μGrid é mostrada na Figura 6.5. Observa-se desta figura que a resposta do filtro L equivalente é bastante semelhante à do filtro de saída do PCS para frequências abaixo de 1 kHz. Esta simplificação é adequada às análises de interesse

deste projeto de pesquisa, uma vez que apenas as dinâmicas de baixa frequência são consideradas como suficientes para avaliação das estratégias de gerenciamento de energia propostas.

Figura 6.5 – Respostas em frequência do filtro de saída do PCS e do filtro L equivalente.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para a sintonia do controlador de tensão do BESS, foi feita considerado o controle da tensão do capacitor do filtro LCL, C_f . Assim, a função de transferência da planta a ser controlada é dada por:

$$H_{tens}(s) = \frac{V_{cf}(s)}{I_{cf}(s)} = \frac{1}{C_f s}. \quad (20)$$

onde V_{cf} e I_{cf} são, respectivamente a tensão e a corrente em C_f . Então, considerando uma resposta do controlador (tempo de subida) de $t_r = 4$ ms, tem-se uma constante de tempo de acomodação, τ , igual a $t_r/5 = 8 \times 10^{-4}$. Então, os ganhos do controlador PR, para o controle de tensão, $K_{P,tens}$ e $K_{R,tens}$, são dados respectivamente por:

$$K_{P,tens} = \frac{C_f}{\tau} = 0,0625, \quad (21)$$

$$K_{R,tens} = 2 \times K_{P,tens} \times \omega_e = 47,1239. \quad (22)$$

Similarmente, para a sintonia do controlador de corrente, foi considerado o controle da corrente no indutor do lado do PCS do filtro LCL, L_1 . Assim, a função de transferência da planta a ser controlada é dada por:

$$H_{corr}(s) = \frac{I_{L1}(s)}{V_{L1}(s)} = \frac{1}{L_1 s}, \quad (23)$$

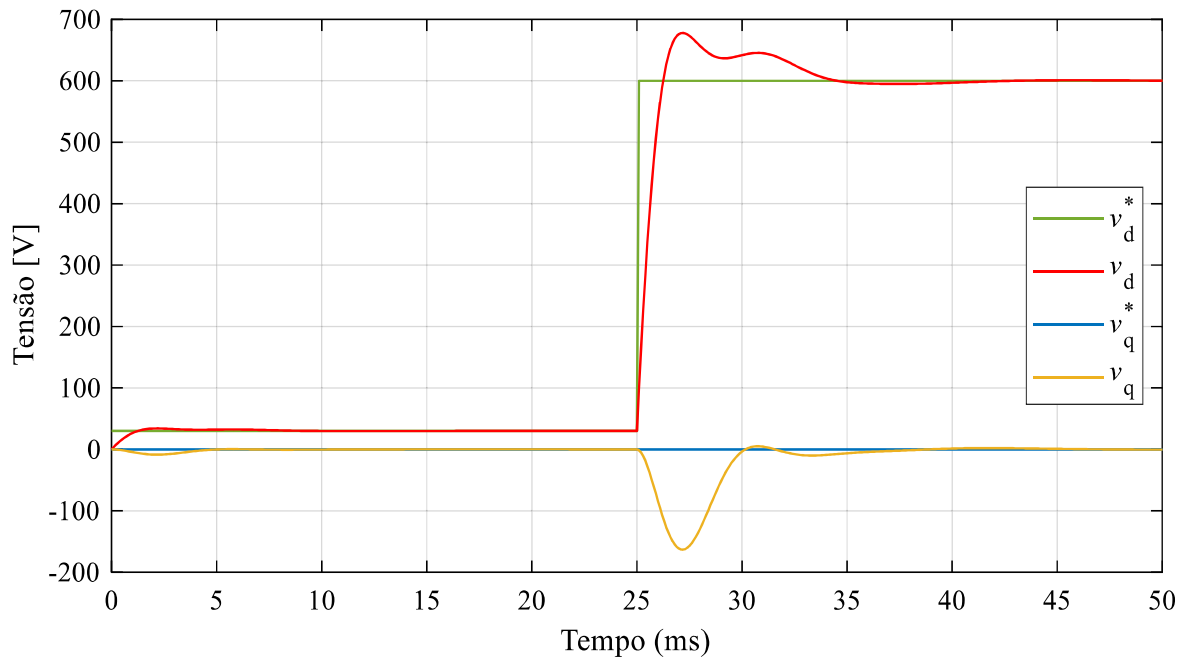
onde I_{L1} e V_{L1} são, respectivamente a corrente e a tensão em L_1 . Então, os ganhos do controlador PR, para o controle de tensão, $K_{P,corr}$ e $K_{R,corr}$, são dados respectivamente por:

$$K_{P,corr} = \frac{L_1}{\tau} = 0,1125, \quad (24)$$

$$K_{R,corr} = 2 \times K_{P,corr} \times \omega_e = 84,8230. \quad (25)$$

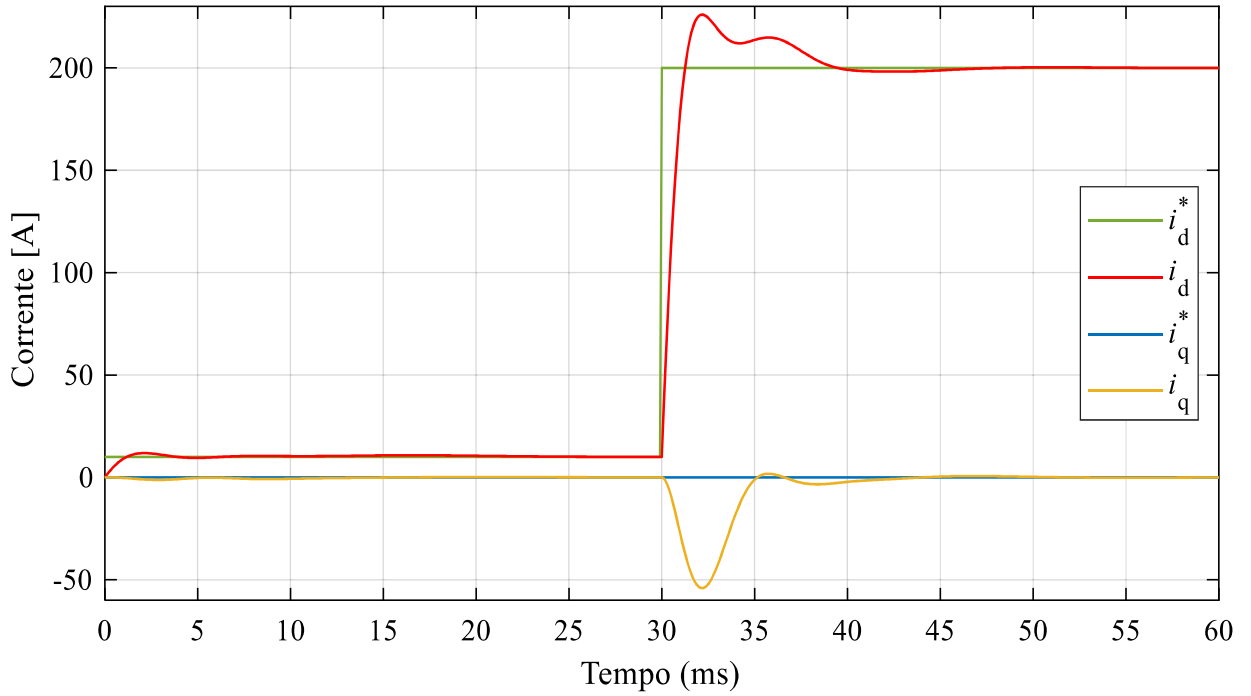
Resultados de simulações realizadas para verificar a dinâmica dos controles de tensão e de corrente empregados nos modelos do BESS e da UFV são mostrados na Figura 6.6 e na Figura 6.7 a seguir. Para a verificação do controle de tensão, as tensões de referência de eixo ‘d’ e ‘q’, v_d^* e v_q^* iniciam em 20 V e 0 V, respectivamente até o instante $t = 25$ ms. Então, em 25 ms, v_d^* é alterada para 600 V e v_q^* permanece em 0 V. Nota-se da Figura 6.6 que, em ambos os degraus de v_d^* , a tensão v_d inicia uma trajetória de crescimento, atingindo 90% do valor de regime em menos de 4 ms. Também são observados sobressinais de 4 V e de 78 V para das referências de 20 V e de 600 V, respectivamente, e um tempo de acomodação de aproximadamente 10 ms (variação abaixo de 2% do valor de regime). Para a verificação da dinâmica do controle de corrente, as correntes de referência de eixo ‘d’ e ‘q’, i_d^* e i_q^* iniciam em 10 A e 0 A, respectivamente até o instante $t = 30$ ms. Então, em 30 ms, i_d^* é alterada para 200 A e v_q^* permanece em 0 A. Observa-se da Figura 6.7 que, em ambos os degraus de v_d^* , a tensão v_d inicia uma trajetória de crescimento, atingindo 90% do valor de regime em menos de 4 ms. Também são observados sobressinais de 11,8 A e de 26 A para das referências de 20 A e de 200 A, respectivamente, e um tempo de acomodação de aproximadamente 15 ms (variação abaixo de 2% do valor de regime).

Figura 6.6 – Verificação da resposta dinâmica do controle de tensão empregado no modelo equivalente para as simulações da CLA-μGrid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.7 – Verificação da resposta dinâmica do controle de corrente empregado no modelo equivalente para as simulações da CLA-μGrid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Quanto aos GMGs, foi usado um modelo de máquina síncrona constante na biblioteca do MATLAB/Simulink® denominado *Synchronous Machine pu Standard* que leva em consideração as dinâmicas do estator e do campo, e permite a inserção dos parâmetros do gerador em p.u. A opção por este modelo de máquina síncrona se dá pelo fato de que, a partir do mesmo, é possível emular as dinâmicas de partida e de funcionamento como seguidores de rede e como formadores de rede dos GMGs, as quais foram observadas durante testes específicos de comissionamento destes DERs. Tais dinâmicas de desempenho dos GMGs são de interesse para a avaliação das estratégias de gerenciamento de energia propostas, ao passo que outras dinâmicas envolvendo a parte mecânica destes equipamentos e demais controles internos não são de interesse para a operação conjunta dos GMGs com o EMS. Dessa forma, parâmetros de máquinas síncronas similares às dos GMGs da CLA-μGrid, disponibilizados na internet pelo mesmo fabricante dos alternadores que compõem estes GMGs [153], foram inseridos neste modelo de máquina síncrona. Tais parâmetros estão listados na Tabela XIII a seguir.

A partir de informações disponibilizadas pelo fornecedor dos GMGs da microrrede sobre os controles internos dos grupos geradores e do QTA dos mesmos, juntamente com o que foi observado durante o comissionamento destes equipamentos, os reguladores de tensão, de velocidade (frequência) e de fase destes DERs foram modelados por controladores PI, cujas funções de transferência são da forma:

$$PI(s) = K_p + K_I / s \quad (26)$$

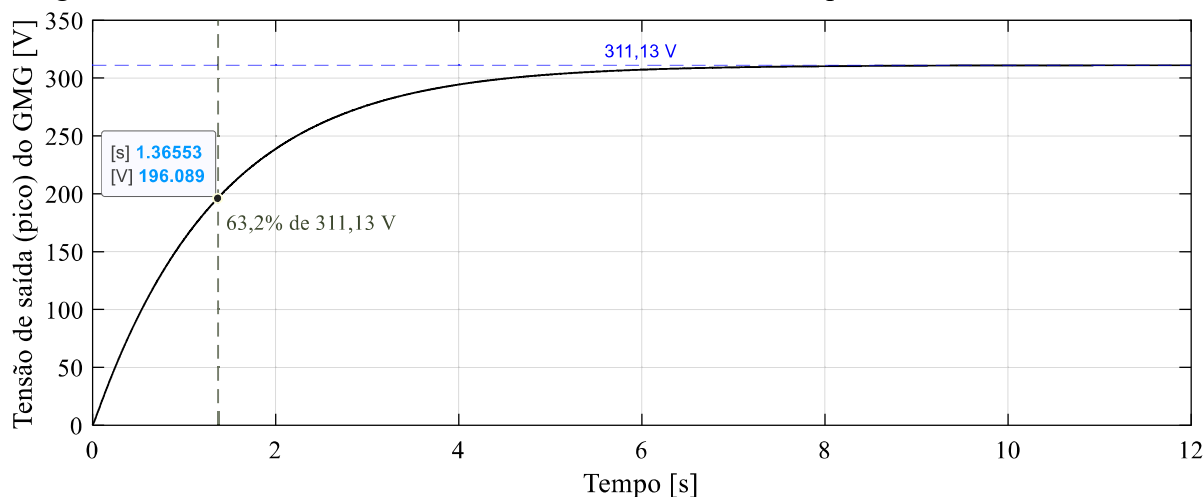
Assim, para a realizar a sintonia do regulador de tensão, inicialmente foi estimada, via simulação no MATLAB/Simulink®, a dinâmica da tensão de saída da máquina síncrona do grupo gerador. Então, para obter esta dinâmica, foi utilizado o modelo *Synchronous Machine pu*

Standard com os parâmetros da Tabela XIII, com as portas ω (velocidade da máquina em rad/s) e V_f (tensão excitação de campo em p.u.) habilitadas, e com os valores $\omega = 2 \times \pi \times 60 = 376,991118$ rad/s e $V_f = 0,00265992$ p.u. aplicados nestas portas. Este valor de V_f produz uma tensão fase-neutro de $220\sqrt{2}$ V de pico quando a máquina está operando com velocidade nominal. Esta dinâmica estimada é mostrada na Figura 6.8.

Tabela XIII – Parâmetros da máquina síncrona do modelo equivalente da CLA- μ Grid.

Parâmetro	Valor
Potência nominal (S)	375 kVA
Tensão de linha nominal (V_{linha})	380 Vrms
Frequência nominal (f)	60 Hz
Reatância síncrona de eixo 'd' (X_d)	3,47 p.u.
Reatância transitória de eixo 'd' (X'_d)	0,21 p.u.
Reatância subtransitória de eixo 'd' (X''_d)	0,15 p.u.
Reatância síncrona de eixo 'q' (X_q)	2,92 p.u.
Reatância subtransitória de eixo 'q' (X''_q)	0,41 p.u.
Reatância de dispersão (X_l)	0,08 p.u.
Constante de tempo transitória de eixo 'd' (T'_d)	0,08 s
Constante de tempo subtransitória de eixo 'd' (T''_d)	0,019 s
Constante de tempo subtransitória de eixo 'q' (T''_q)	0,019 s
Resistência do enrolamento do estator (R_s)	0,0233725762 p.u.
Constante de inércia (H)	0,3043 s
Coefficiente de atrito (F)	0,01777 p.u.
Pares de polos (p)	2

Figura 6.8 – Estimativa da dinâmica da tensão de saída da máquina síncrona de um GMG.



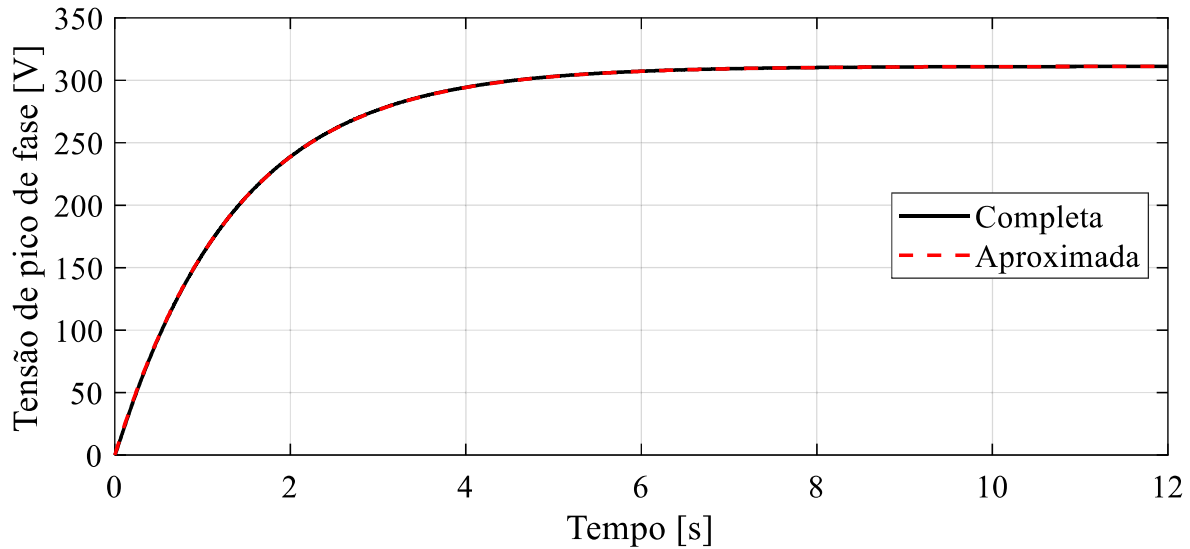
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observa-se da Figura 6.8 que a dinâmica obtida se assemelha à de uma função de primeira ordem. Dessa forma, tem-se que a função de transferência, $G_v(s)$, que relaciona a tensão de pico de saída por fase do GMG, V_{GMG} , com a tensão de excitação de campo, V_f , pode ser aproximada por:

$$G_v(s) = \frac{V_{\text{GMG}}(s)}{V_f(s)} = \frac{\sigma_v}{s + \sigma_v} = \frac{\frac{1}{\tau_v}}{s + \frac{1}{\tau_v}} \quad (27)$$

onde $\sigma_v = 1/\tau_v$ é o polo desta planta, τ_v é a constante de tempo da referida planta (tempo necessário para a saída atingir 63,2% do valor de regime quando é aplicada uma entrada em degrau). O valor obtido para τ_v foi de aproximadamente 1,37 s, conforme indicado na Figura 6.8. Uma comparação entre as respostas obtidas com o modelo *Synchronous Machine pu Standard* e com o modelo aproximado de (27), para uma entrada em degrau, é mostrada na Figura 6.9. Observa-se desta figura que as dinâmicas do modelo completo e do aproximado são bastante próximas entre si.

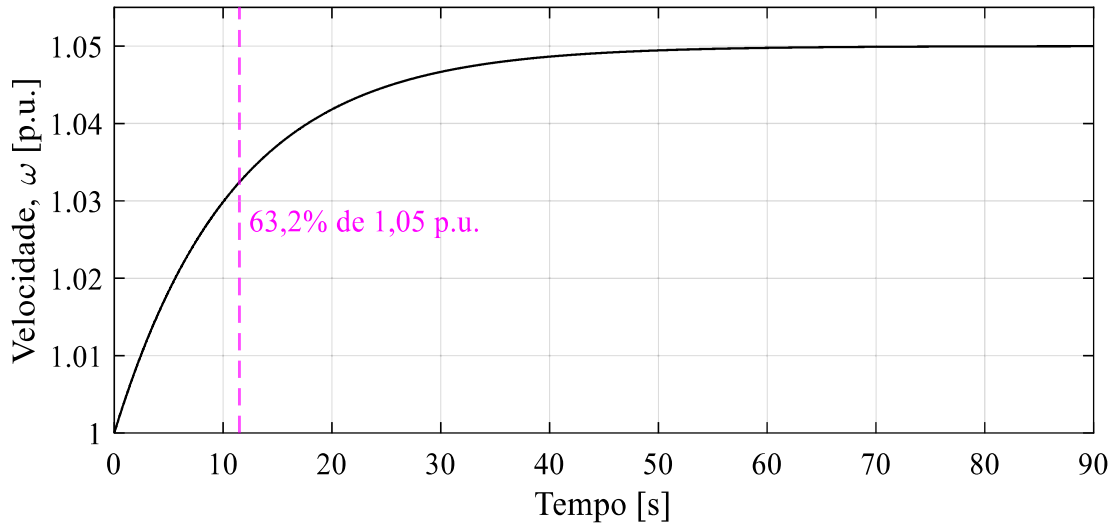
Figura 6.9 – Comparação entre as dinâmicas da tensão do modelo *Synchronous Machine pu Standard* (Completa) e do modelo aproximado.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Similarmente, para obter a sintonia do regulador de velocidade, inicialmente foi estimada, via simulação no MATLAB/Simulink®, a dinâmica da variação de velocidade, $\Delta\omega$, normalizada da máquina em relação ao seu valor nominal. Para tal, foram habilitadas as portas P_m (potência mecânica no eixo da máquina em p.u.) e V_f do modelo *Synchronous Machine pu Standard*, com a máquina inicializada com velocidade nominal (parâmetro $dw = 0$ nas condições iniciais), e com os valores $\Delta P_m = 0,019592$ p.u. e $V_f = 0,00265992$ p.u. aplicados nestas portas. Este valor de ΔP_m provoca uma perturbação de 5% na velocidade da máquina. A dinâmica estimada da variação de velocidade normalizada da máquina é mostrada na Figura 6.10. Observa-se desta figura que, nesta região de operação próxima da velocidade nominal, a dinâmica de $\Delta\omega$ se assemelha a uma função de primeira ordem. Dessa forma, tem-se que a função de transferência, $G_\omega(s)$, que relaciona $\Delta\omega$ com ΔP_m pode ser aproximada por (28).

Figura 6.10 – Estimativa da dinâmica da velocidade da máquina síncrona de um GMG.

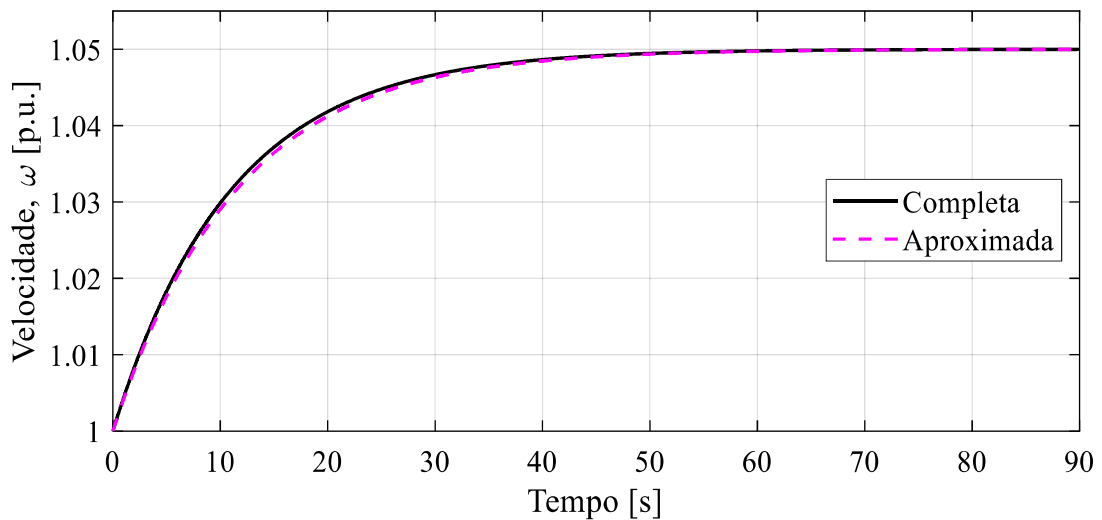


Fonte: Elaborado pelo Autor.

$$G_{\omega}(s) = \frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_m(s)} = K_{\omega} \frac{\sigma_{\omega}}{s + \sigma_{\omega}} = K_{\omega} \frac{\frac{1}{\tau_{\omega}}}{s + \frac{1}{\tau_{\omega}}} \quad (28)$$

onde $\sigma_{\omega} = 1/\tau_{\omega}$ é o polo desta planta, τ_{ω} é a constante de tempo da referida planta (tempo necessário para a saída atingir 63,2% do valor de regime quando é aplicada uma entrada em degrau ΔP_m que provoca uma perturbação de 5% na velocidade da máquina), e K_{ω} é o ganho que relaciona o valor de $\Delta\omega_{max} = 0,05$ (variação da velocidade em regime permanente) com o valor de ΔP aplicado. Este ganho é dado por $\Delta\omega_{max}/\Delta P_m$. O valor obtido para τ_{ω} foi de aproximadamente 11,5 s, conforme indicado na Figura 6.10. Uma comparação entre as respostas dinâmicas obtidas com o modelo *Synchronous Machine pu Standard* e com o modelo aproximado de (28), para uma entrada em degrau, é mostrada na Figura 6.11. Observa-se desta figura que ambas as dinâmicas, completa e aproximada, são semelhantes entre si.

Figura 6.11 – Comparação entre as dinâmicas da velocidade do modelo *Synchronous Machine pu Standard* (Completa) e do modelo aproximado.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os reguladores de tensão e de fase dos GMGs foram sintonizados de forma que os respectivos sistemas em malha fechada tenham larguras de faixa de $f_v = 10$ Hz para o regulador de tensão, e $f_\omega = 1$ Hz para o regulador de velocidade. A escolha por estas larguras de faixa foi motivada pelas dinâmicas de partida e de funcionamento dos GMGs observada durante os testes de comissionamento destes DERs. Especificamente, observou-se que os GMGs conseguem partir e sincronizar entre si na barra comum dos mesmos em poucos segundos. Também se observou que os GMGs, uma vez sincronizados entre si na barra comum, são capazes restabelecer a alimentação das cargas da CLA- μ Grid em menos de 1 s. Alguns registros experimentais desta dinâmica podem ser observados no Capítulo 7. Os ganhos proporcional e integral do regulador de tensão (K_{PV} e K_{IV}) e do regulador de velocidade ($K_{P\omega}$ e $K_{I\omega}$) são listados na Tabela XIV. Por fim, uma vez que a velocidade é regulada, faz-se necessário um ajuste fino para a sincronização das tensões dos GMGs. Tal ajuste é feito a partir do regulador de fase. Assim, para a sintonia deste regulador, foi considerada uma planta com a mesma dinâmica do modelo aproximado de (28) e uma largura de faixa para o regulador de fase de 0,01 Hz (100 vezes mais lenta que a do regulador de velocidade). Os ganhos proporcional e integral do regulador de fase ($K_{P\theta}$ e $K_{I\theta}$) também estão listados na Tabela XIV.

Tabela XIV – Ganhos dos reguladores PI dos GMGs.

Regulador	Parâmetro	Valor
Tensão	K_{PV}	86,2053
	K_{IV}	62,8319
Velocidade	$K_{P\omega}$	28,3174
	$K_{I\omega}$	2,4624
Fase	$K_{P\theta}$	0,0283
	$K_{I\theta}$	0,0025

Assim, conforme informações disponibilizadas pelo fornecedor dos GMGs, e também pelo que foi observado durante os testes de comissionamento destes DERs, tem-se que os GMGs inicialmente partem de forma individual, com seus respectivos disjuntores inicialmente abertos. Então os GMGs são sincronizados entre si na barra comum de conexão dos mesmos, e os respectivos disjuntores fecham conforme ocorre a sincronização entre os GMGs. Logo após, os GMGs (já sincronizados na barra) têm suas tensões sincronizadas na barra com as da rede para que o disjuntor DB.GMG possa então ser fechado com os GMGs já sincronizados com a rede.

Os dados dos transformadores da CLA- μ Grid, usados para a obtenção e inserção dos respectivos parâmetros no modelo equivalente para as simulações da microrrede, estão listados na Tabela XV. Estes dados foram levantados a partir dos dados de placa observados durante visitas às instalações da microrrede e de folhas de dados disponibilizados por fabricantes de transformadores com as mesmas especificações básicas dos transformadores da rede da CLA- μ Grid. As potências demandadas pelas cargas do modelo equivalente da microrrede, a saber, os blocos CT; TLM, MTO & Balões; Radar; e Guarita CT/Iluminação Pública/Castelos, da Figura 6.2, estão listados na Tabela XVI. Estas cargas foram modeladas usando um modelo

estático de potência constante, devido à característica conservadora deste modelo no qual a demanda de potência das cargas não se altera independentemente de ocorrerem variações de tensão na rede. Assim, tem-se que a rede da EQTL e/ou os DERs deverão garantir a alimentação às cargas da CLA-μGrid mesmo no pior caso, *i.e.*, considerando o modelo de potência constante destas cargas. Ademais, as análises de interesse deste trabalho de pesquisa dizem respeito à avaliação do desempenho das estratégias de gerenciamento de energia propostas em prover resiliência energética a uma MMC, em contrapartida a outros estudos relacionados a fluxos de potência e análise do desempenho das linhas de sistemas elétricos de potência em si, os quais empregam também outros modelos de carga, tais como impedância constante e ZIP, dentre outros.

Tabela XV – Dados dos transformadores do modelo para as simulações da CLA-μGrid.

Transformador	Potência	Ligação & Relação de Transformação	Z%	Perdas Totais (estimado)	Perdas vazio (estimado)
BESS	1 MVA	13,8 kV (Δ) / 600 V (Δ)	6,02%	14600 W	2900 W
UFV	1 MVA	13,8 kV (Δ) / 800 V (Yg)	5,99%	14600 W	2900 W
SE-CM	1 MVA	13,8 kV (Δ) / 380 V (Yg)	6,00%	15800 W	1800 W
SE-TLM	500 kVA	13,8 kV (Δ) / 380 V (Yg)	4,50%	9800 W	1100 W
SE-TLM p/ Radar	225 kVA	13,8 kV (Δ) / 380 V (Yg)	4,50%	2600 W	470 W
Radar	150 kVA	13,8 kV (Δ) / 380 V (Yg)	3,50%	1900 W	350 W
Ilum. & Guarita	45 kVA	13,8 kV (Δ) / 380 V (Yg)	3,50%	760 W	140 W

Tabela XVI – Potência demandada pelas cargas do modelo para as simulações da CLA-μGrid.

Carga	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)	
		Indutiva	Capacitiva
CT	400	120	30
MTO, TLM & Balões	94	37	30
Radar	40	12	-
Guarita CT / Ilum. Pública / Castelos	20	2	-

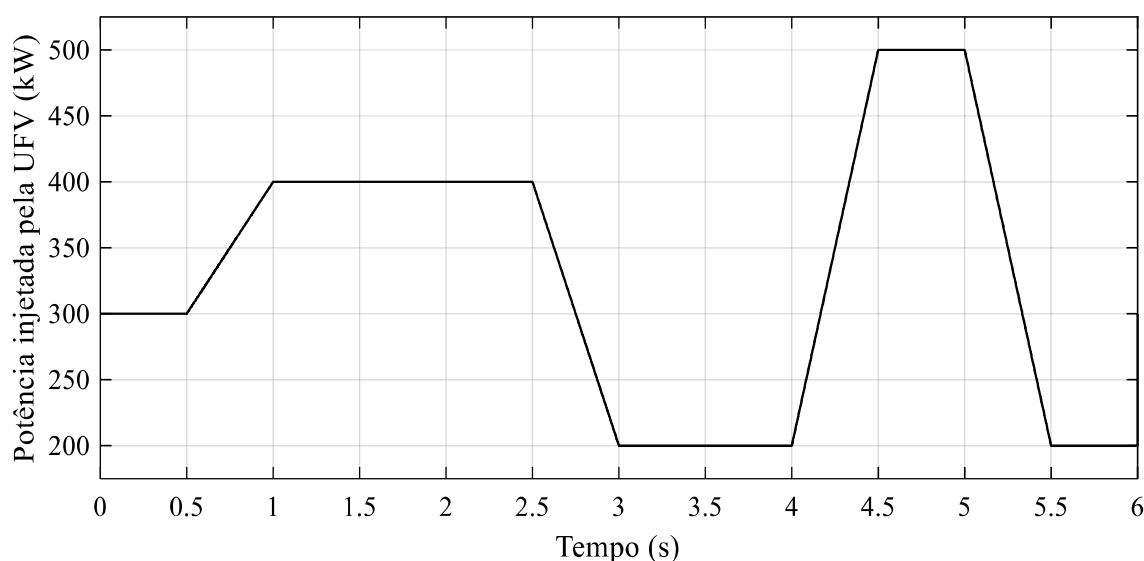
A seguir são apresentados os resultados de simulação da CLA-μGrid.

6.1. Transição programada de *on-grid* para *off-grid*

Para que ocorra uma transição programada da CLA-μGrid, o BESS, inicialmente em modo seguidor de rede, deve injetar potência de forma a zerar o fluxo de potência ativa e reativa na chave do PCC, com o auxílio da potência injetada pela UFV, para que então possa ocorrer a abertura da chave. Imediatamente após esta abertura do PCC, o BESS deve mudar para o modo formador de rede e os GMGs devem partir em modo seguidor de rede.

Neste contexto, a simulação de transição programada da CLA- μ Grid foi executada com um tempo total de 6,0 s. Nesta simulação, adotou-se um perfil de injeção de potência ativa para a UFV ilustrado na Figura 6.12. A partir desta figura, nota-se que a UFV inicia injetando 300 kW de 0,0 s até 0,5 s. Então, ocorre uma elevação da injeção de 300 kW para 400 kW de 0,5 s a 1,0 s, permanecendo em 400 kW até 2,5 s. Logo após, ocorre uma redução de 400 kW para 200 kW de 2,5 s a 3,0 s, permanecendo em 200 kW até 4,0 s. Então, de 4,0 s a 4,5 s, a injeção é elevada de 200 kW para 500 kW, permanecendo em 500 kW até 5,0 s. Logo após, ocorre uma redução de 500 kW para 200 kW entre 5,0 s a 5,5 s, permanecendo em 200 kW até o fim da simulação. Também foi considerada uma injeção constante de potência reativa de 20 kVAr pela UFV.

Figura 6.12 – Potência injetada pela UFV durante a simulação de transição programada do modo *on-grid* para o modo *off-grid* da CLA- μ Grid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na simulação de transição programada da CLA- μ Grid do modo *on-grid* para o modo *off-grid*, o BESS inicia em modo seguidor de rede e injetando potência de forma a zerar as potências ativa e reativa no PCC, considerando também a potência injetada pela UFV. A abertura da chave do PCC ocorre no instante 2,0 s, e há um atraso de 40 ms entre a abertura do PCC e a transição do BESS do modo seguidor de rede para o modo formador de rede, ou seja, o BESS só inicia a mudança do seu modo de operação no instante 2,04 s. Este atraso foi considerado como forma de simular uma eventual latência de rede, *i.e.*, demora no recebimento do comando do EMS de mudança de modo de operação por parte do BESS por questões de tempo de transferência de informações pela rede de comunicação. Então, os GMGs #1, #2 e #3 (vide Figura 6.2) partem inicialmente em vazio, sincronizam com a rede em modo *off-grid* formada pelo BESS no ponto de conexão dos mesmos com a microrrede, entram na rede no instante 3,0 s e injetam uma potência ativa total de 300 kW como seguidores de rede.

O comportamento das tensões de fase e das correntes de saída do BESS antes e após a ocorrência do ilhamento e antes e após a entrada dos GMGs com a microrrede em modo *off-grid*, com o BESS formando a rede da CLA- μ Grid, é mostrado na Figura 6.13, na Figura 6.14 e na Figura 6.15. Especificamente, na Figura 6.13, é mostrado o comportamento das tensões e correntes do BESS na simulação desde instantes antes da ocorrência do ilhamento até instantes

após a entrada dos GMGs. Já na Figura 6.14 é mostrado esse comportamento para os instantes imediatamente antes e após o ilhamento, ao passo que na Figura 6.15 são mostradas essas tensões e correntes nos instantes imediatamente antes e após a entrada dos GMGs.

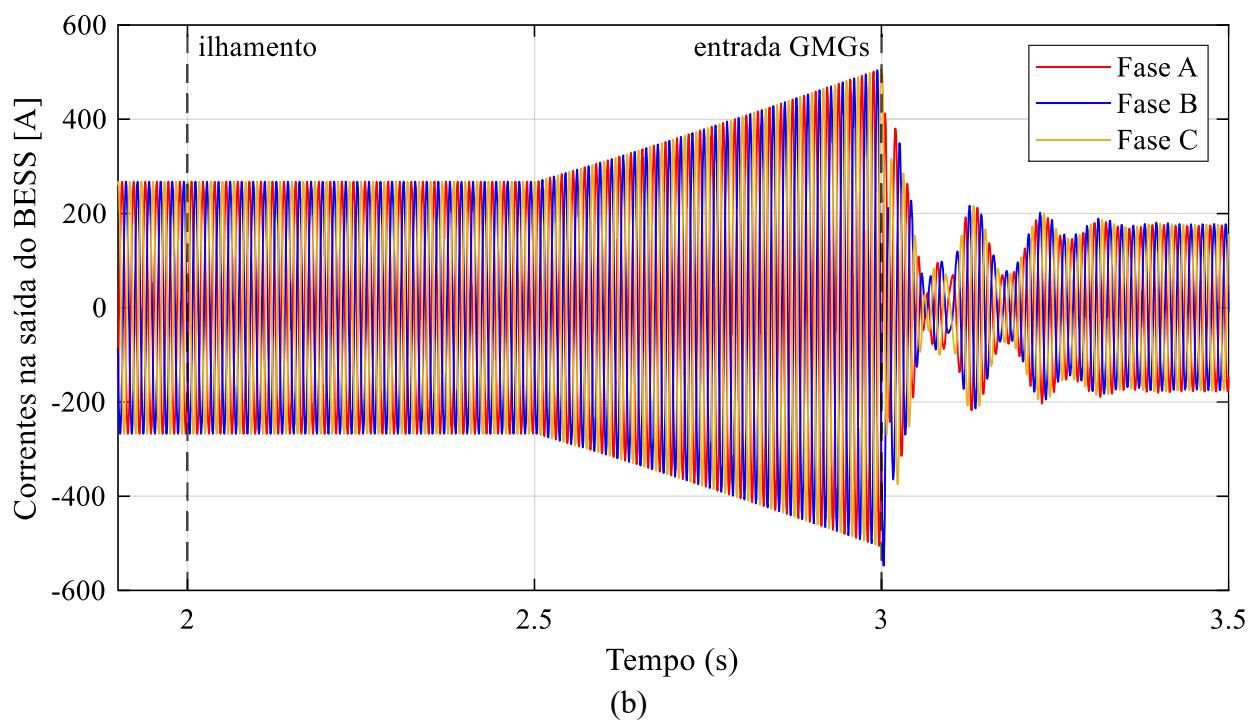
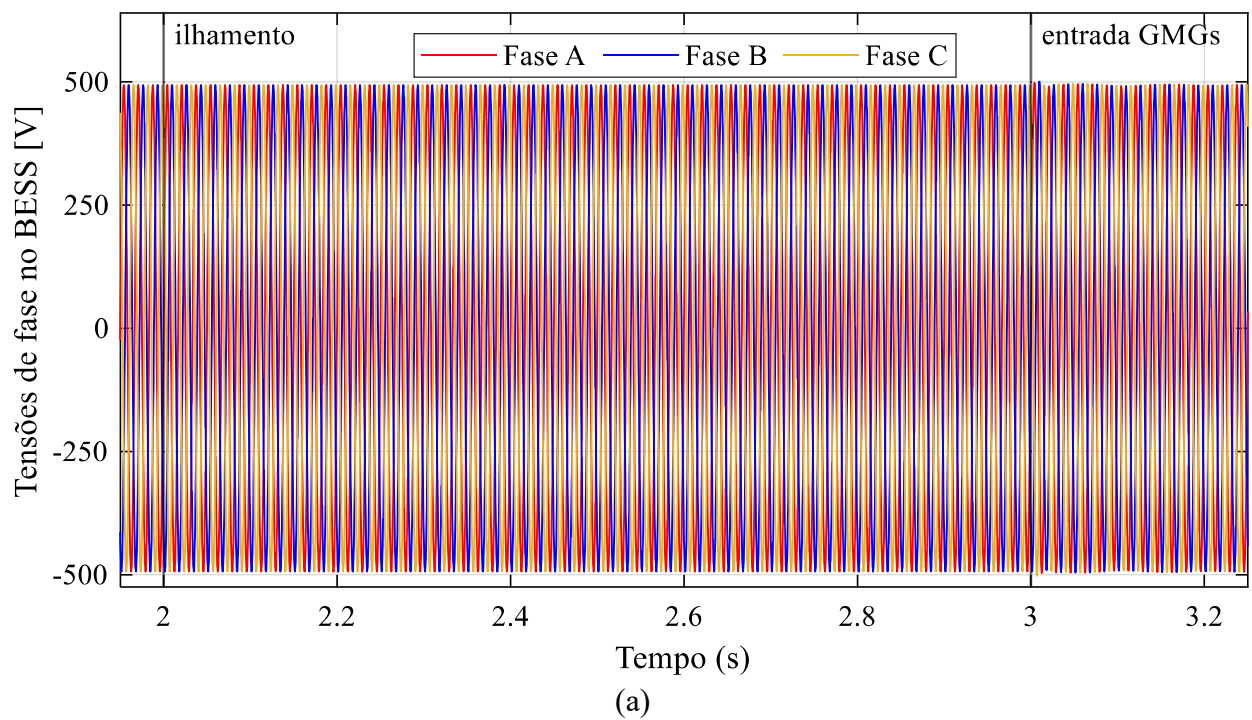
Nota-se da Figura 6.13 e da Figura 6.14 que praticamente não há transitório de tensão ou de corrente na saída do BESS após o ilhamento, nem mesmo no intervalo entre a abertura do PCC e o instante de mudança do modo de operação do BESS. Desta forma, tem-se que a transição programada ocorreu, na simulação, de forma “suave” (*seamless transition* [12]), ou seja, praticamente sem transitório de tensão ou de corrente para as cargas da microrrede. Também se pode notar da Figura 6.13 e da Figura 6.15 que ocorre um pequeno transitório nas tensões e um transitório um pouco maior nas correntes do BESS logo após a entrada dos GMGs. Ressalta-se também do comportamento das correntes mostrado na Figura 6.13(b) e na Figura 6.15(b) que o BESS executa o balanço de potência da microrrede em modo *off-grid*, aumentando a injeção de corrente quando há uma redução na potência injetada pela UFV, absorvendo o transitório de entrada e de injeção de potência dos GMGs e, posteriormente, reduzindo a injeção de corrente após este transitório.

As tensões e correntes nos GMGs antes e após a entrada dos mesmos na microrrede em modo *off-grid*, com o BESS formando a rede, são mostradas na Figura 6.16. Nota-se da Figura 6.16(a) que, após o transitório de entrada dos GMGs na rede, a tensão nos mesmos sofreu uma leve elevação de um valor de pico de 308,3 V (218 Vrms) antes da entrada na rede (GMGs em vazio) para um valor de pico de 314,9 V (222,7 Vrms) após a entrada na rede. Observa-se também que o maior valor de pico do transitório de corrente dos GMGs foi de 975,2 A, o que corresponde a 1,2 vezes o valor de pico nominal em *standby*, o qual é igual a 806,1 A, e a 1,3 vezes o pico nominal em *prime*. O transitório de corrente nos GMGs durou cerca de 0,5 s.

As correntes e tensões na carga de maior demanda de potência, (a saber, a carga que representa o prédio do CT no modelo equivalente) antes e após o ilhamento e antes e após a entrada dos GMGs são mostradas na Figura 6.17 e na Figura 6.18, respectivamente. Assim, nota-se da Figura 6.17 que praticamente não houve transitório de tensão ou de corrente no CT após o ilhamento programado. Por outro lado, observa-se da Figura 6.18 que houve um leve transitório de tensão, de aproximadamente 200 ms, e um desequilíbrio momentâneo, por cerca de 400 ms nas correntes do CT logo após a entrada dos GMGs na microrrede em modo *off-grid*.

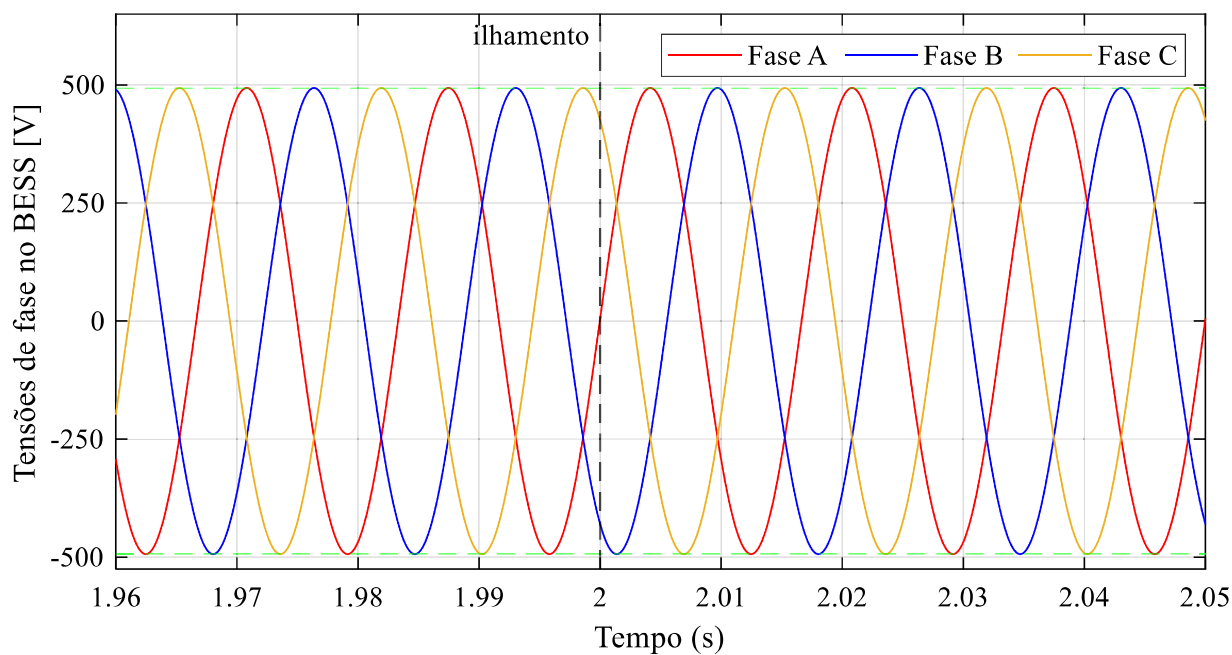
As potências ativa e reativa injetadas e/ou absorvidas pela rede externa (bloco SE-Alcântara na Figura 6.2), pelo BESS, pela UFV e pelos GMGs durante o tempo de simulação da transição programada da CLA-μGrid usando o modelo equivalente da microrrede são mostradas na Figura 6.19. Nota-se desta figura que, antes da ocorrência do ilhamento, o BESS injeta a potência necessária para zerar os fluxos de potência ativa e reativa no PCC, mesmo após a elevação na injeção da UFV. Observa-se também que, após o ilhamento, mesmo considerando o atraso de 40 ms entre a abertura do PCC e a mudança para o modo formador de rede, o BESS garante o balanço dinâmico de potência, absorvendo as variações na injeção de potência da UFV e os transitórios de entrada dos GMGs na microrrede em modo *off-grid*. Também se pode notar da Figura 6.19(b) que as rampas de elevação/redução de injeção de potência da UFV e o transitório de entrada dos GMGs provocam alterações momentâneas na potência reativa injetada/absorvida pelo BESS com a microrrede tanto em modo *on-grid* como em modo *off-grid*.

Figura 6.13 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: (a) Tensões de fase; e (b) correntes na saída do BESS, antes e depois do ilhamento e da entrada dos GMGs.

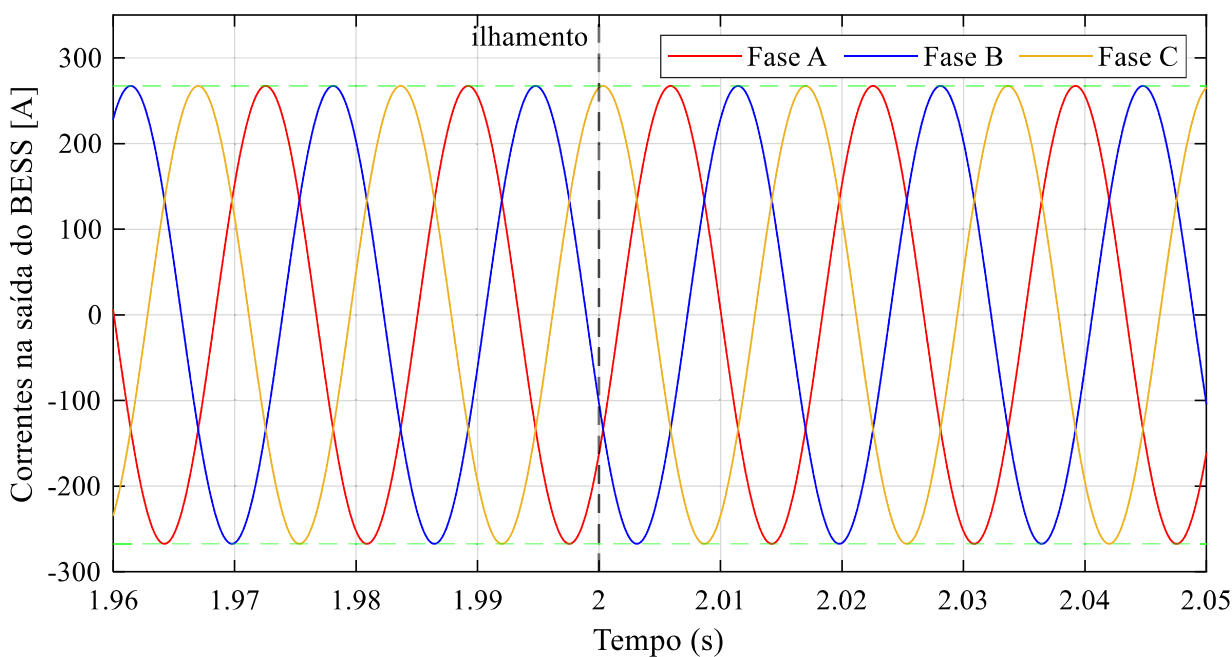


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.14 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: detalhe das (a) Tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS, imediatamente antes e depois do ilhamento.



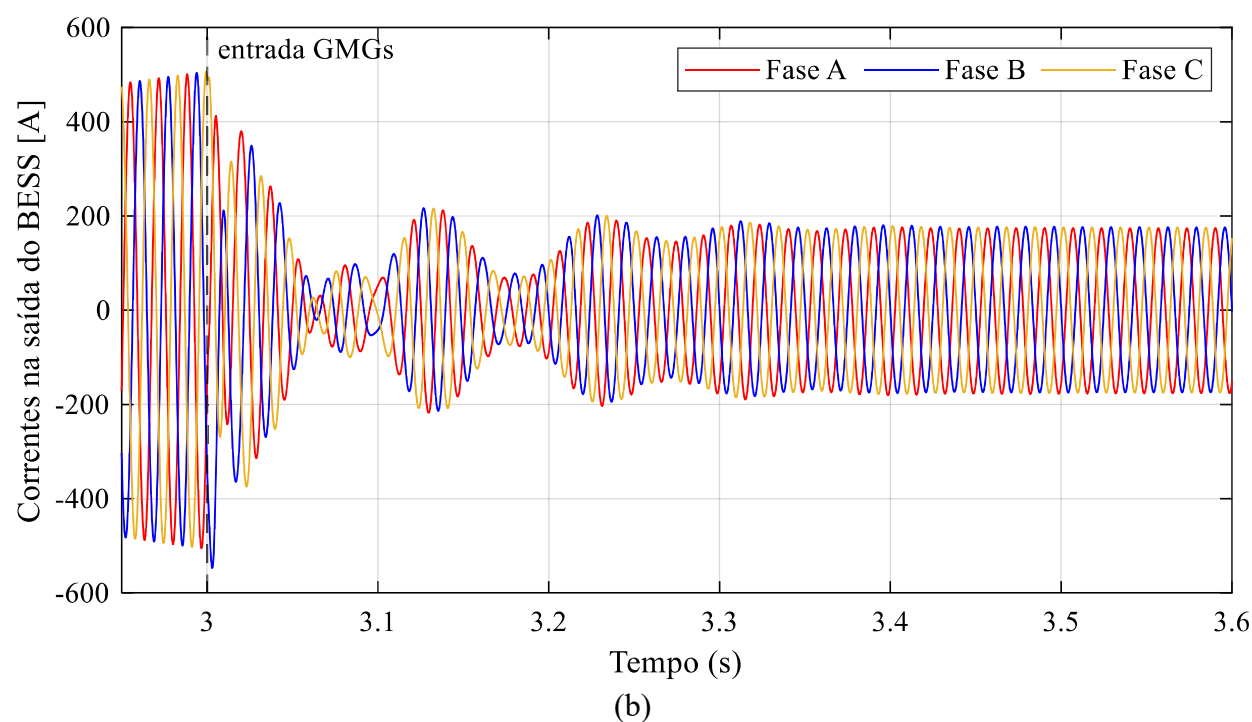
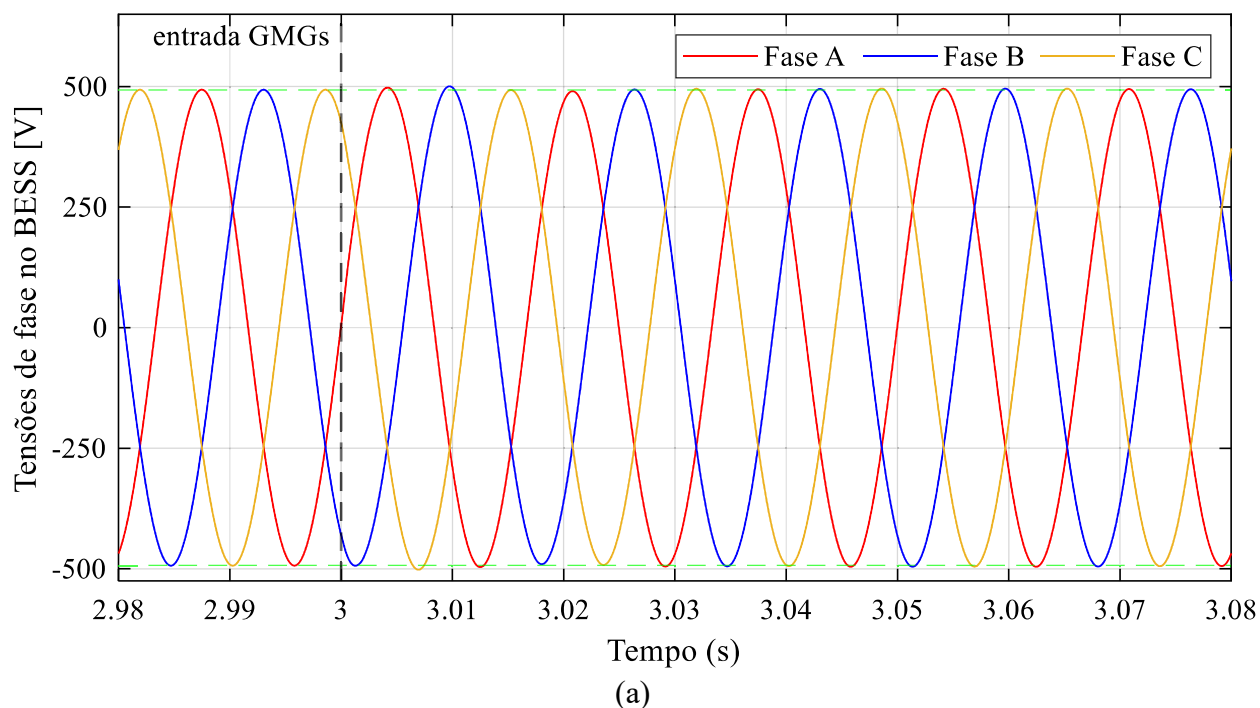
(a)



(b)

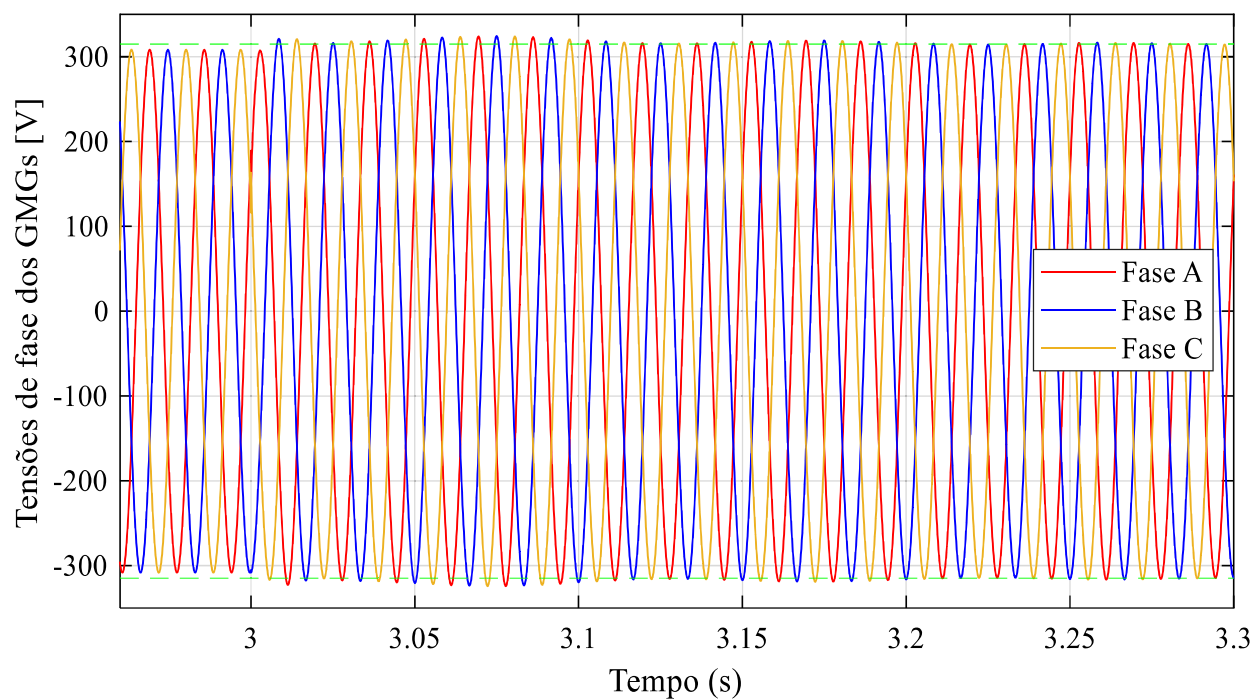
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.15 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: detalhe das (a) Tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS, imediatamente antes e depois da entrada dos GMGs.

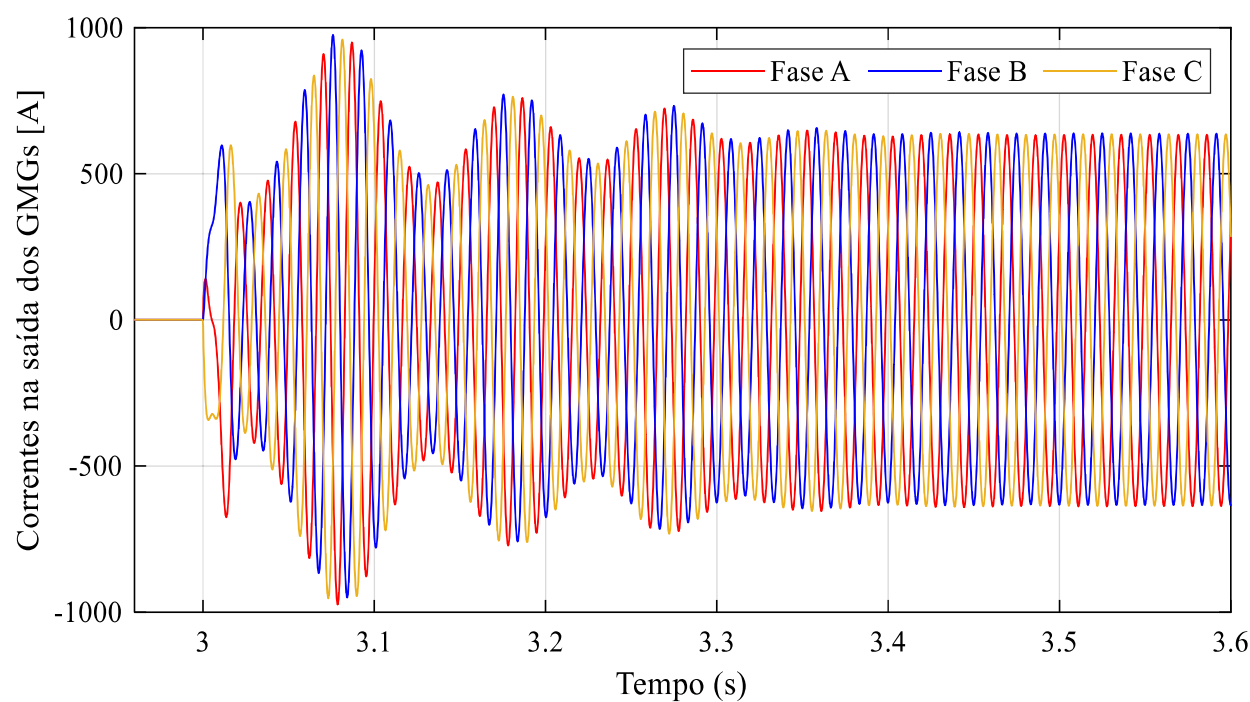


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.16 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: comportamento das: (a) correntes; e (b) tensões nos GMGs antes e após a entrada dos mesmos na rede *off-grid*.



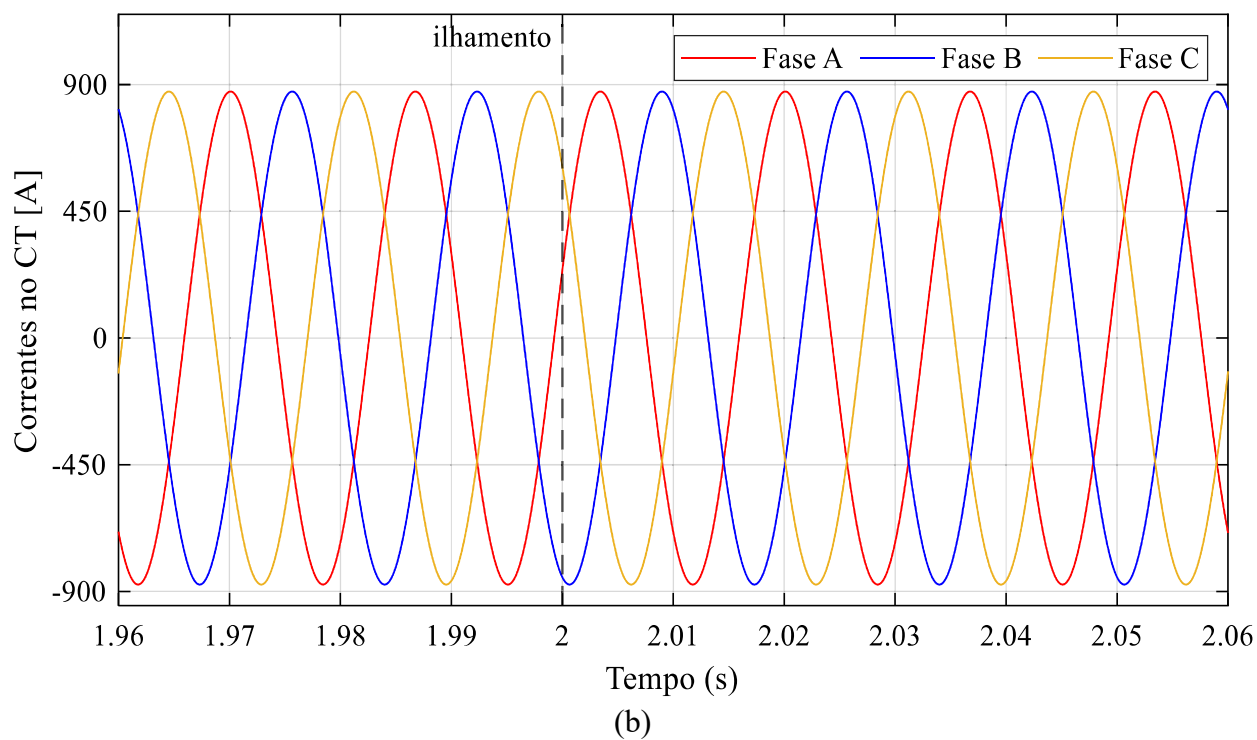
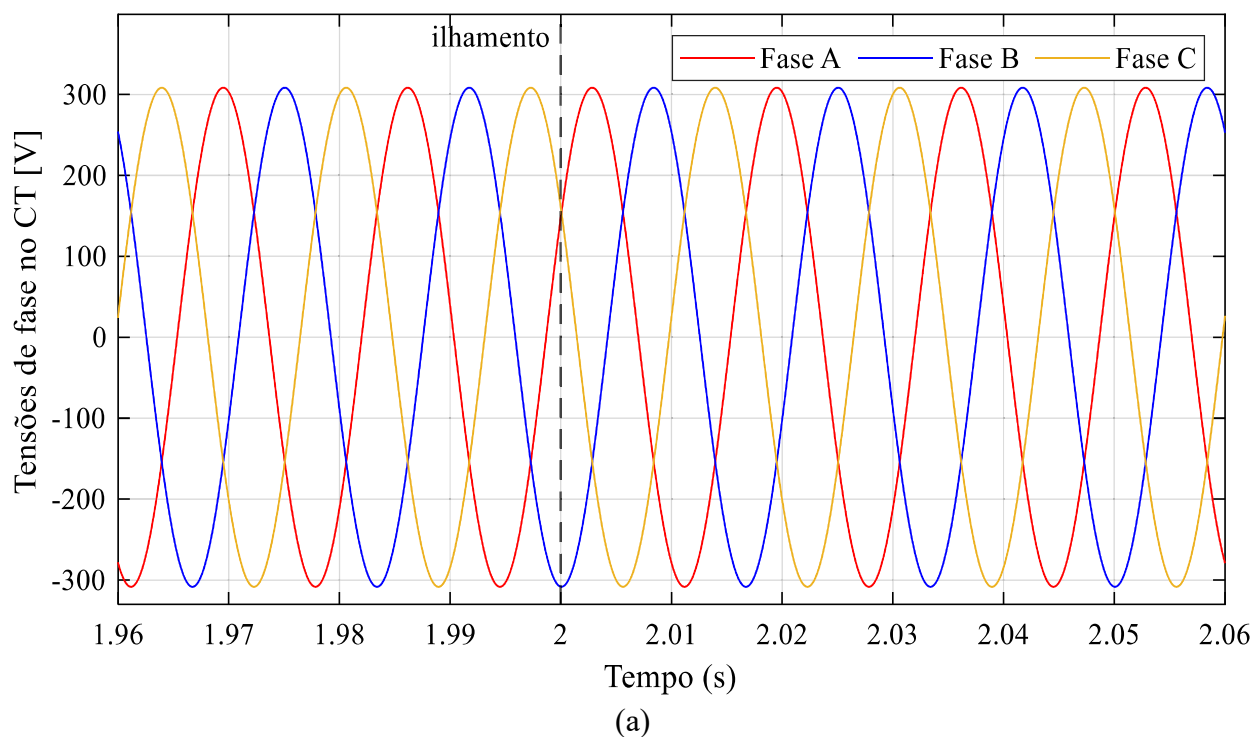
(a)



(b)

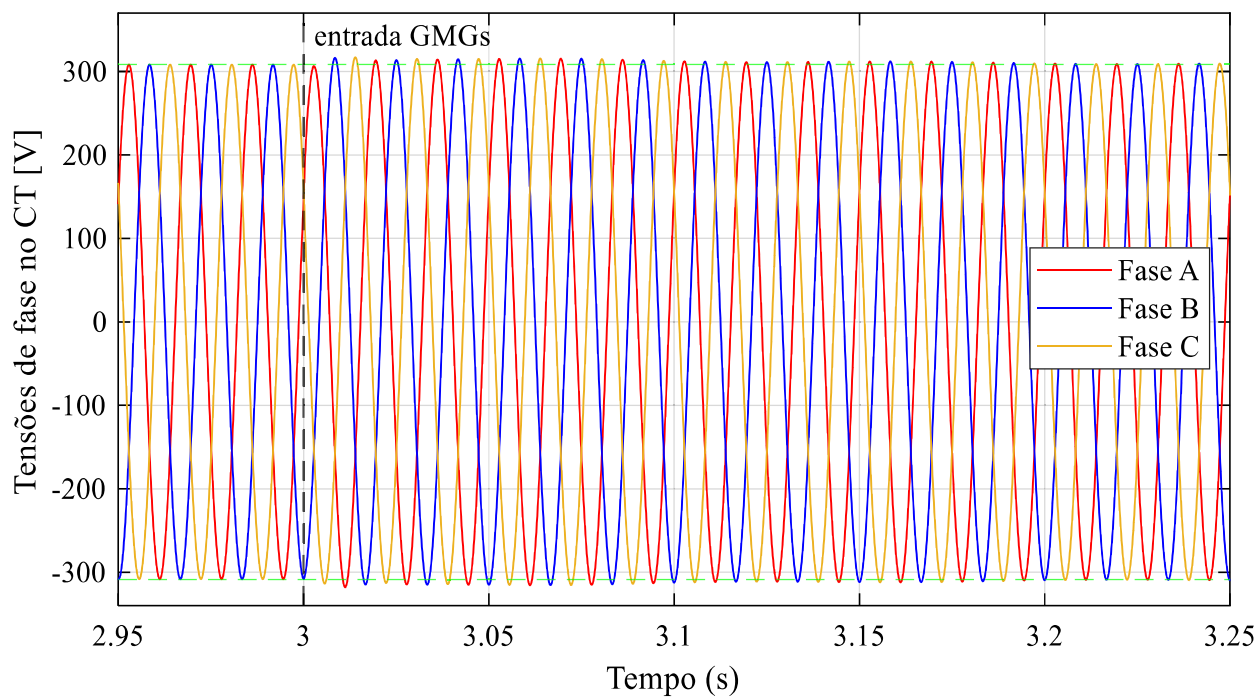
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.17 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid: comportamento das: (a) correntes; e (b) tensões na carga do CT imediatamente antes e após o ilhamento programado.

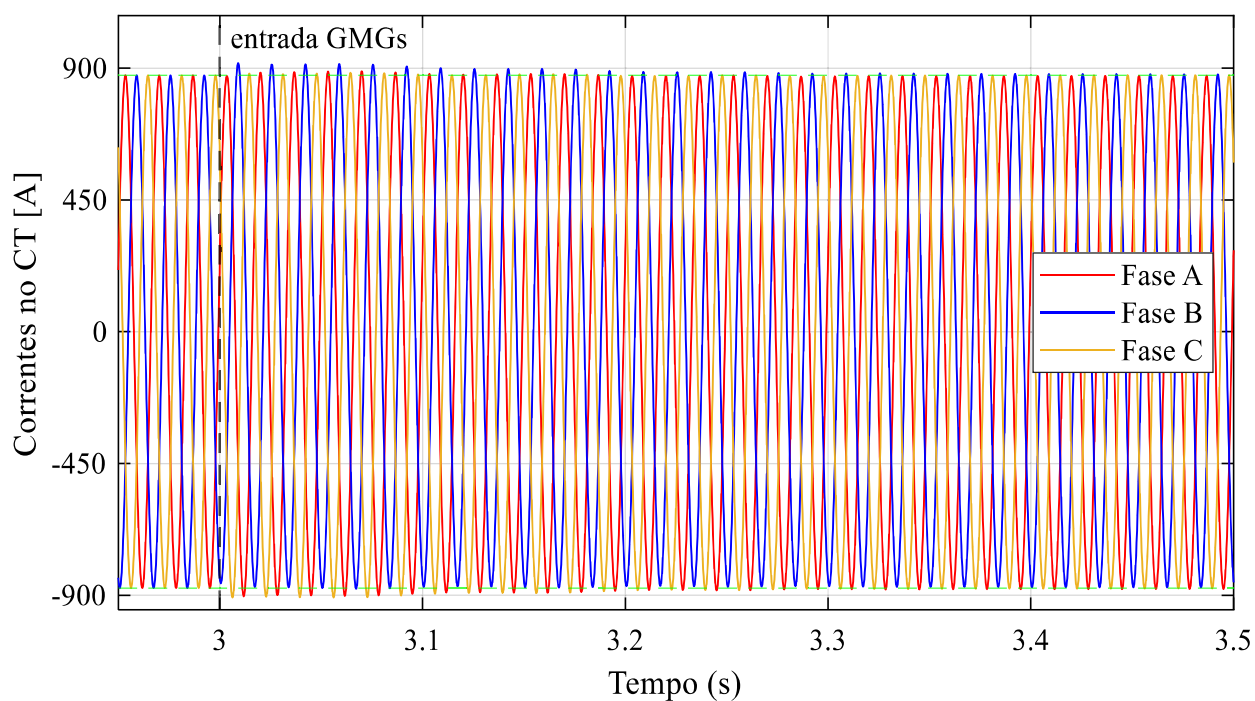


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.18 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid. Comportamento das (a) correntes; e (b) tensões na carga do CT imediatamente antes e após a entrada dos GMGs.



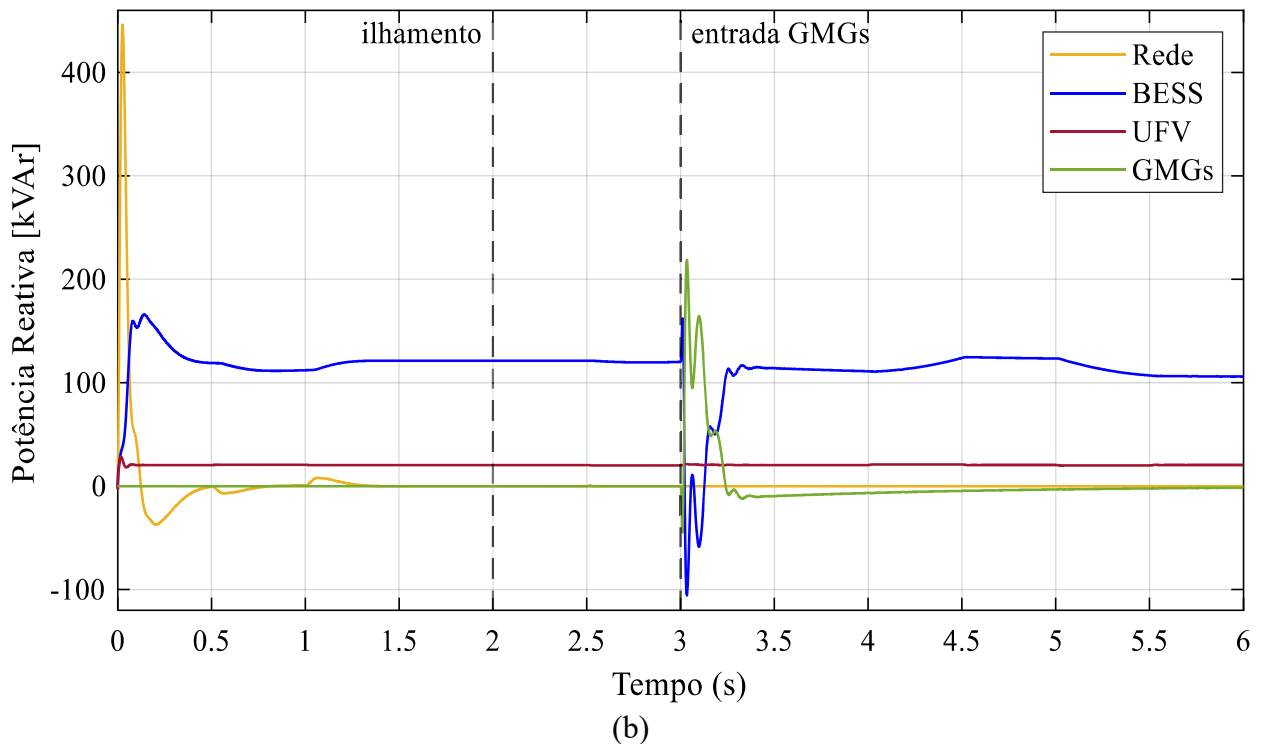
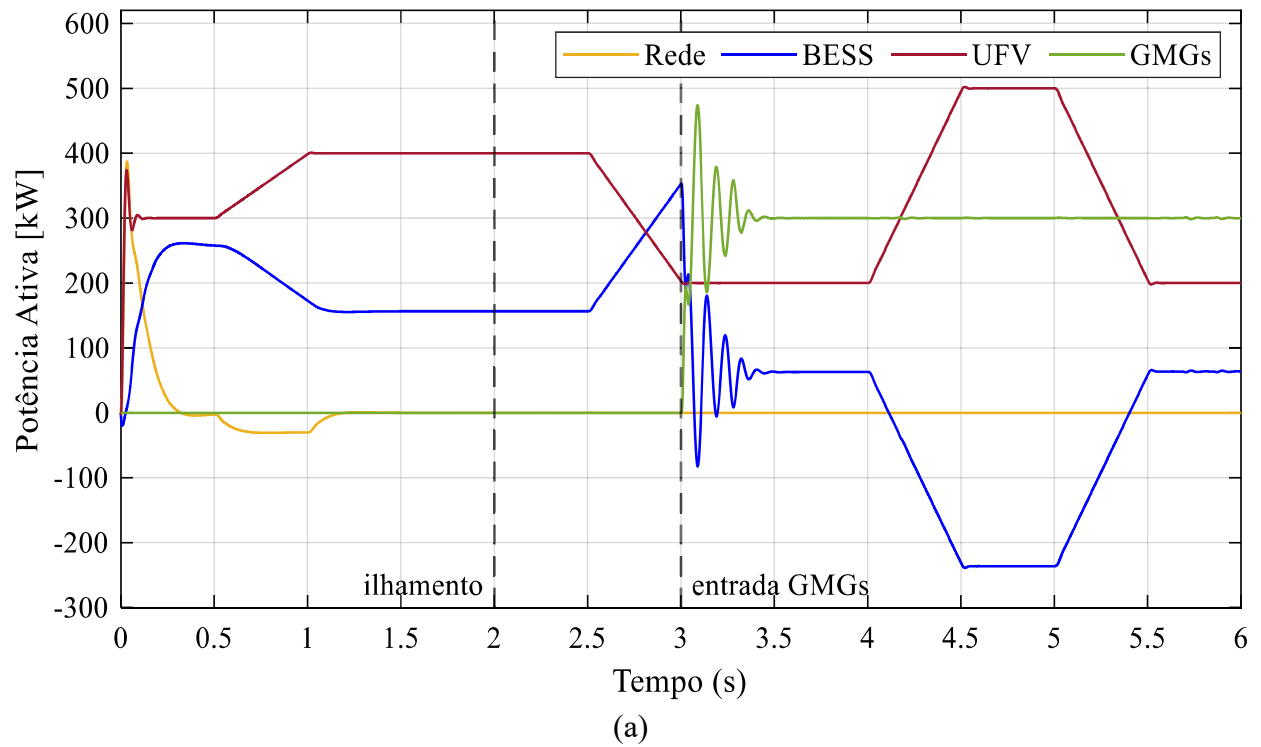
(a)



(b)

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.19 – Simulação de transição programada da CLA- μ Grid. Potências: (a) ativa; e (b) reativa injetadas e/ou absorvidas pela rede, pelo BESS, pela UFV e pelos GMGs.

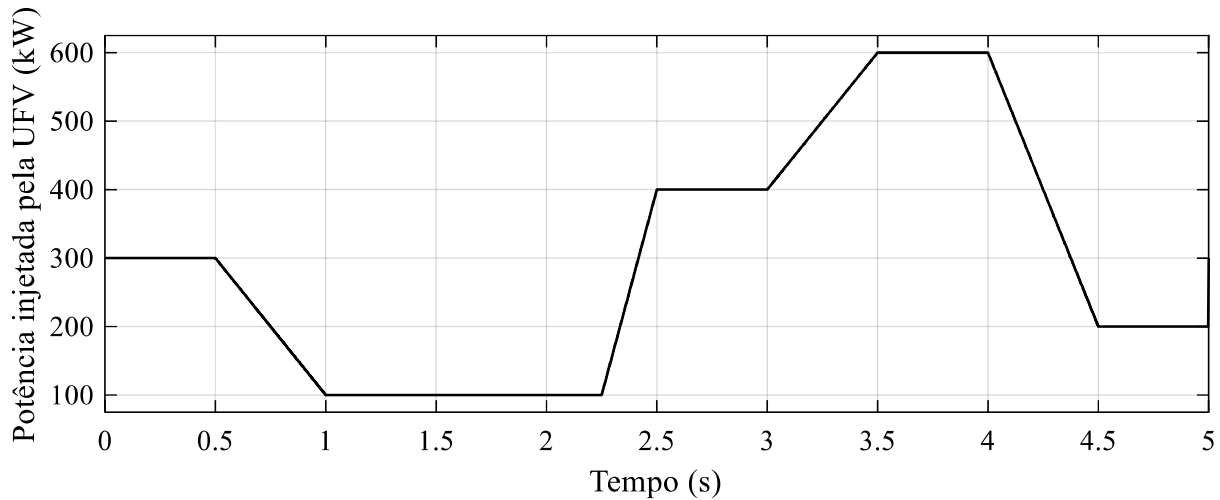


Fonte: Elaborado pelo Autor.

6.2. Transição não-programada de *on-grid* para *off-grid*

Em uma transição não-programada da CLA- μ Grid do modo *on-grid* para o modo *off-grid*, o BESS deve assumir a formação da rede ilhada após a abertura da chave do PCC, e evitar que haja interrupção do fornecimento às cargas. Neste contexto, a simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid, a partir do modelo equivalente elaborado para tal, foi executada com um tempo total de 5,0 s. Nesta simulação, adotou-se o perfil de injeção de potência ativa para a UFV ilustrado na Figura 6.20. Também foi considerada uma injeção nula de potência reativa por parte da UFV (0,0 kVAr) durante toda a simulação.

Figura 6.20 - Potência injetada pela UFV durante a simulação de transição não-programada do modo *on-grid* para o modo *off-grid* da CLA- μ Grid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid do modo *on-grid* para o modo *off-grid*, o BESS inicia em modo seguidor de rede, absorvendo uma potência ativa de 100 kW da rede e sem absorver ou injetar potência reativa. Considerou-se como fato originador da transição, e posterior operação *off-grid* não-planejada, um problema na rede da EQTL que provocou uma abertura intempestiva da chave do PCC no instante 1s. Um teste semelhante a este foi realizado durante os testes de comissionamento da CLA- μ Grid, cujos respectivos resultados são apresentados e discutidos no Capítulo 7.

Para o caso da simulação de transição não-programada, após a abertura do PCC, considerou-se um atraso de 50 ms para a mudança do modo de operação do BESS para formador de rede. Desta forma, tem-se que o BESS muda seu modo de operação somente no instante 1,05 s. Este atraso foi considerado de forma a simular o tempo de resposta do BESS a um comando de mudança de modo de operação após o problema na rede da EQTL ser percebido. Os GMGs não devem ser acionados após o ilhamento não-programado, uma vez que estes devem operar neste caso apenas como fontes de *back-up* para as cargas locais.

O comportamento das tensões de fase e das correntes de saída do BESS antes e após a ocorrência do ilhamento da microrrede é mostrado na Figura 6.21 e na Figura 6.22, respectivamente. Nota-se da Figura 6.21 que o atraso entre a abertura intempestiva do PCC e a mudança do modo de operação do BESS causa um afundamento considerável nas tensões da rede. Em aproximadamente 20 ms, o BESS e a UFV identificam esta queda de tensão e alteram

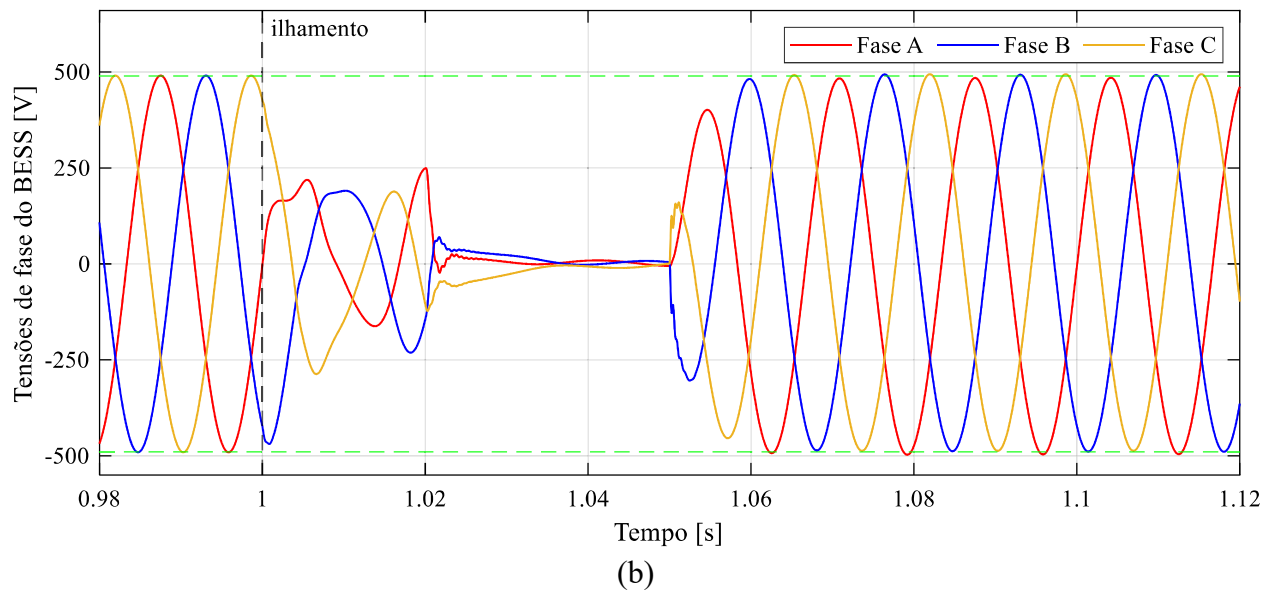
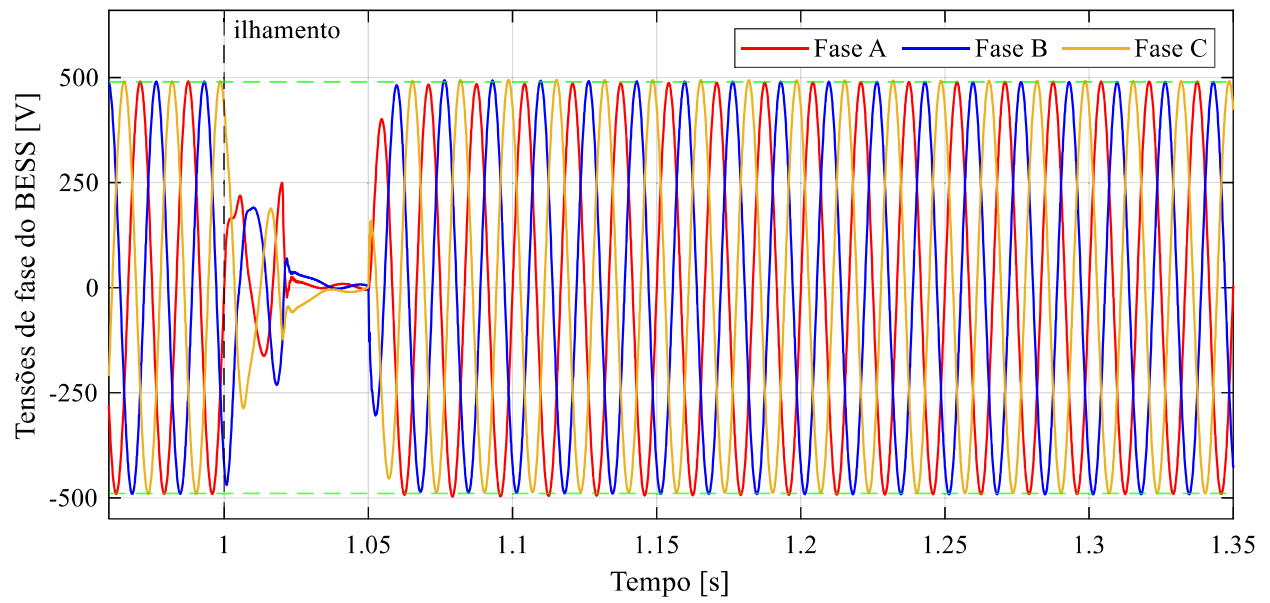
suas respectivas referências de potência ativa e reativa para zero. Logo após, no instante 1,05 s, o BESS assume a função de formador de rede. Esta mudança resulta na restauração da tensão da rede, com um pequeno e momentâneo desequilíbrio das tensões de fase do BESS, o que resulta em um transitório de tensão com uma duração total de aproximadamente 300 ms a partir da abertura do PCC.

Também é possível observar da Figura 6.22 que as correntes de saída do BESS, que estava inicialmente absorvendo 100 kW da rede externa, são consideravelmente reduzidas imediatamente após a abertura intempestiva da chave do PCC. Ademais, estas correntes são praticamente zeradas após o BESS e a UFV identificarem a perda da rede externa. Porém, quando o BESS muda seu modo de operação para formador de rede, estas correntes se elevam de forma a alimentar as cargas e há um transitório momentâneo de desequilíbrio das mesmas, o qual dura cerca de 600 ms. Isto resulta em um transitório total, desde a abertura do PCC, de aproximadamente 700 ms. Dessa forma, como pode ser observado da Figura 6.21 e da Figura 6.22, tem-se que a redução considerável das tensões e das correntes do BESS após a abertura do PCC resulta em uma interrupção momentânea da alimentação às cargas da microrrede que dura cerca de 100 ms, ou seja, bem inferior a 1 s. Esta interrupção momentânea pode ser observada na barra de interconexão do BESS com a UFV, no lado de alta tensão da rede interna da CLA- μ Grid, como é mostrado na Figura 6.23. Nota-se que, após a ocorrência do ilhamento não-programado, este passa a ser o ponto onde é fornecida toda a potência a ser consumida pelas cargas da microrrede em modo *off-grid* não-planejado. Observa-se da Figura 6.23 que as cargas da microrrede ficam sem a devida alimentação durante cerca de 0,5 s, sendo esta realimentação restabelecida quase que imediatamente após o BESS se tornar o formador da rede *off-grid*.

Com a tensão da rede já restaurada pelo BESS, a UFV retoma a sua injeção de potência no instante 2,0 s, seguindo o perfil mostrado na Figura 6.20. Os transitórios nas tensões e correntes no BESS causados pelo retorno da injeção da UFV são mostrados na Figura 6.24. Uma vez que a UFV retorna injetando 100 kW, as correntes no BESS diminuem conforme pode ser observado na Figura 6.24(b). Observa-se também da Figura 6.24 que tanto o transitório de tensão quanto o transitório de corrente devido ao retorno da UFV duram no máximo dois ciclos.

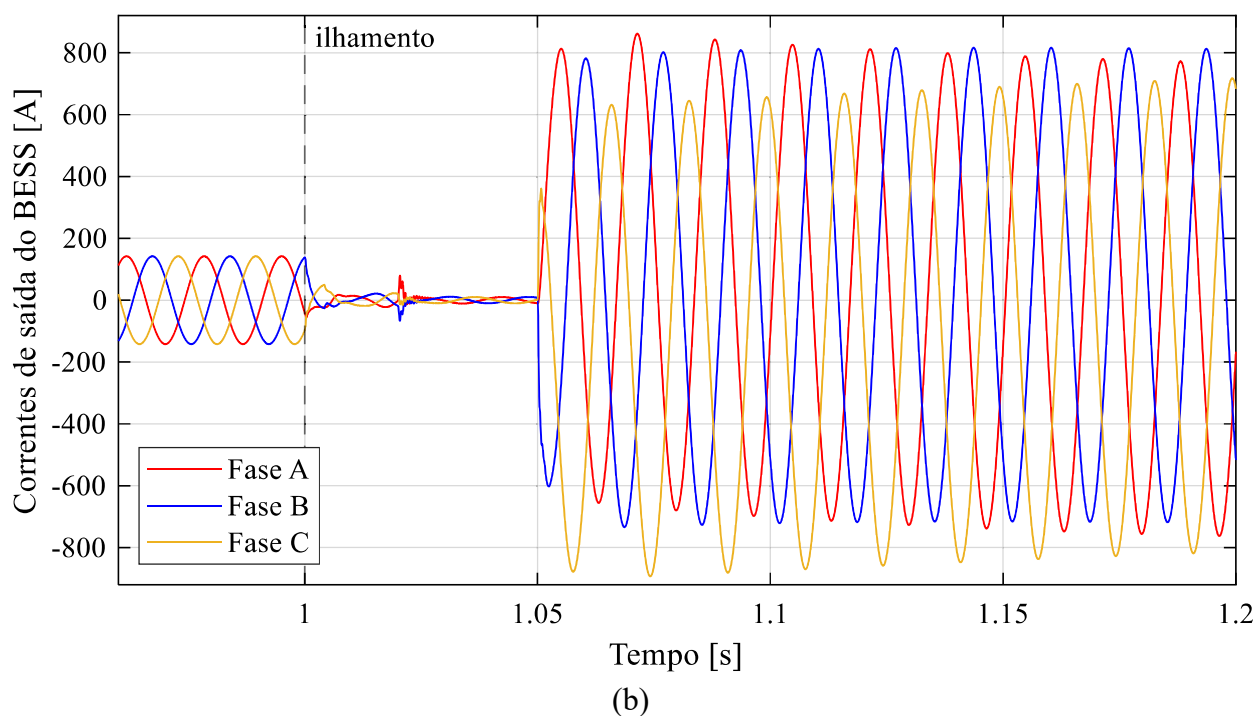
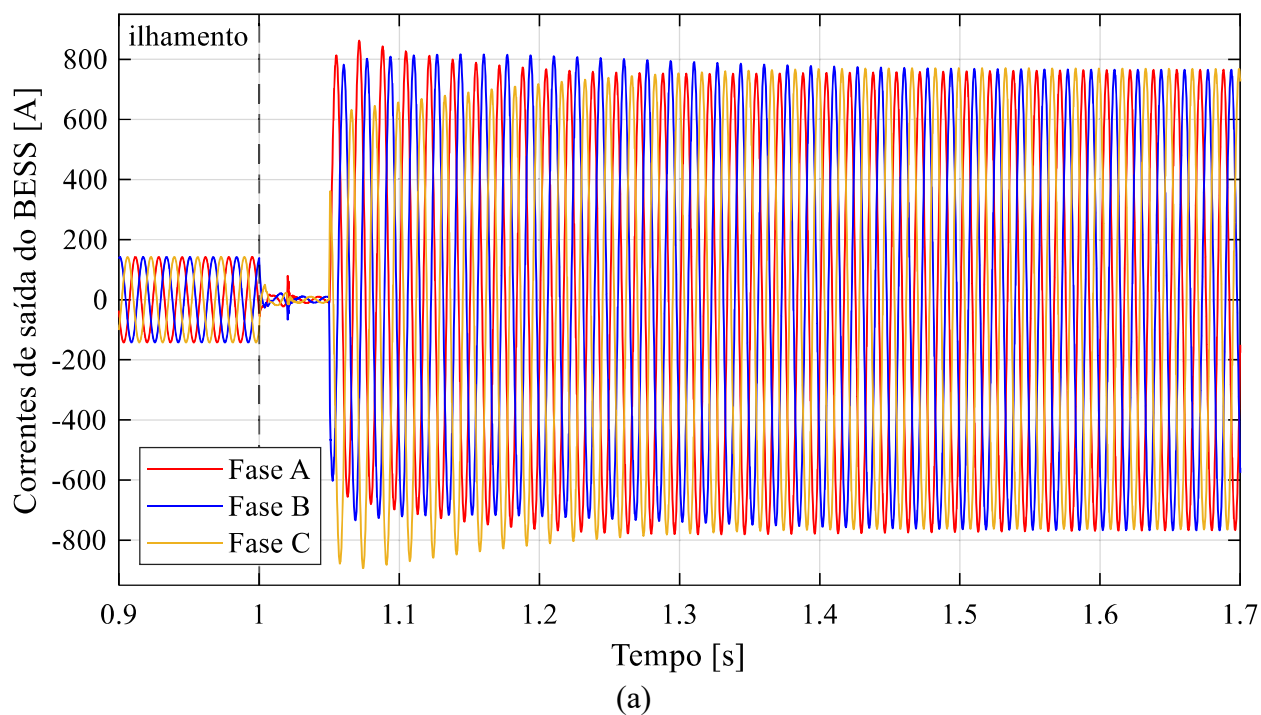
As potências ativa e reativa injetadas e/ou absorvidas pela rede externa, pelo BESS e pela UFV durante o tempo de simulação da transição não-programada da CLA- μ Grid, usando o modelo equivalente da microrrede, são mostradas na Figura 6.25. Observa-se desta figura que o BESS garante o balanço dinâmico de potência da rede ilhada imediatamente após assumir a formação da rede, seja complementando o valor que é injetado pela UFV, ou mesmo absorvendo o excedente da UFV quando a geração desta é superior à demanda total da microrrede, como pode ser observado nos instantes de 3,4 s a 4,2 s da Figura 6.25(a). Nota-se também da Figura 6.25(b) que as variações na injeção de potência ativa por parte da UFV exercem um efeito momentâneo na potência reativa fornecida pelo BESS e também na própria potência reativa injetada pela UFV.

Figura 6.21 – Simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid: comportamento das tensões de fase do BESS: (a) antes e depois do ilhamento; (b) detalhe do transitório de tensão.



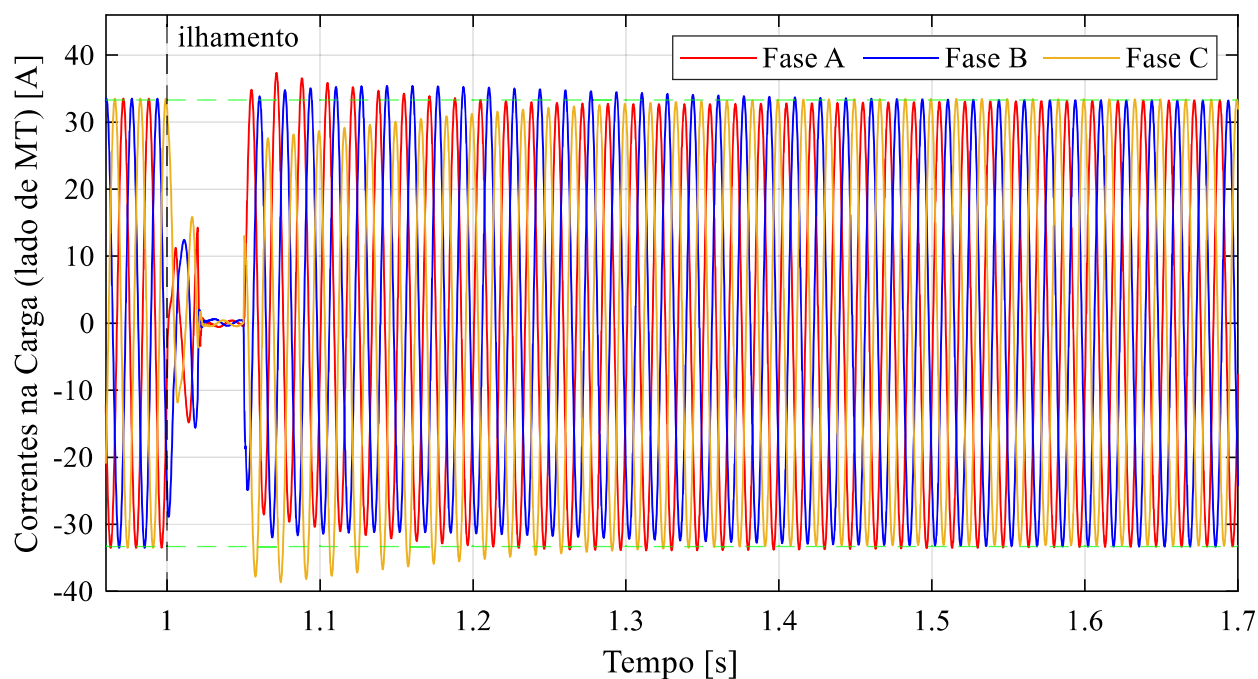
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.22 - Simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid: comportamento das correntes do BESS: (a) antes e depois do ilhamento; (b) detalhe do transitório de corrente.



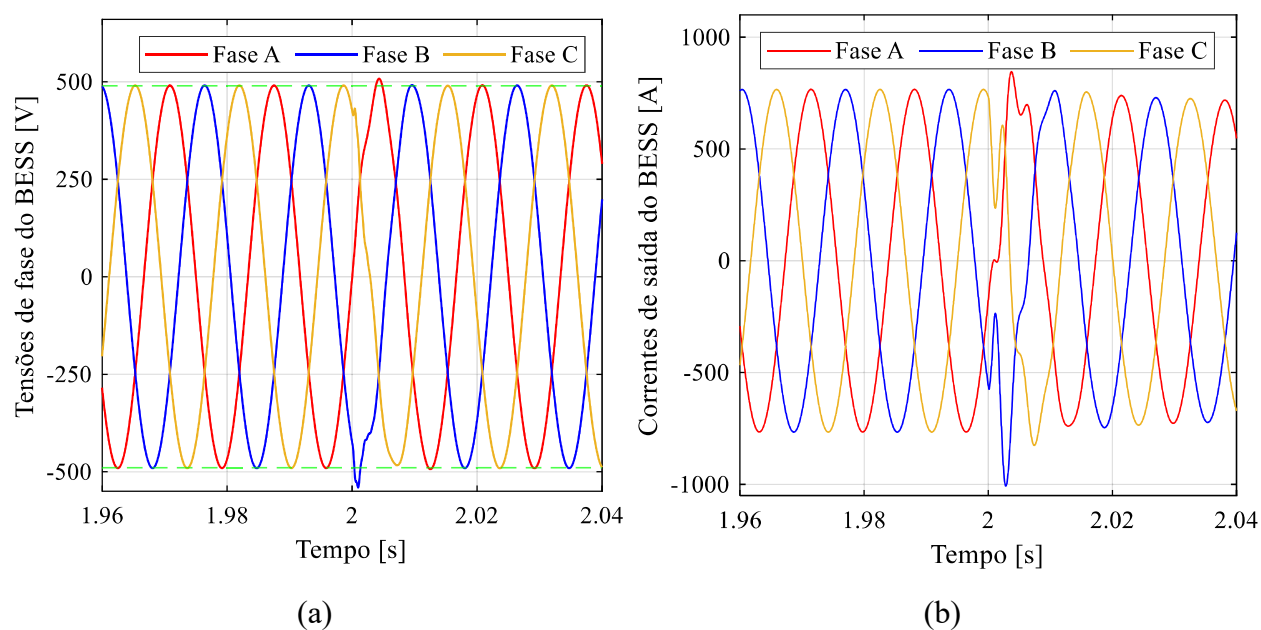
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.23 – Simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid: comportamento das correntes na barra de interconexão do BESS e da UFV (lado de MT da rede) após o ilhamento.



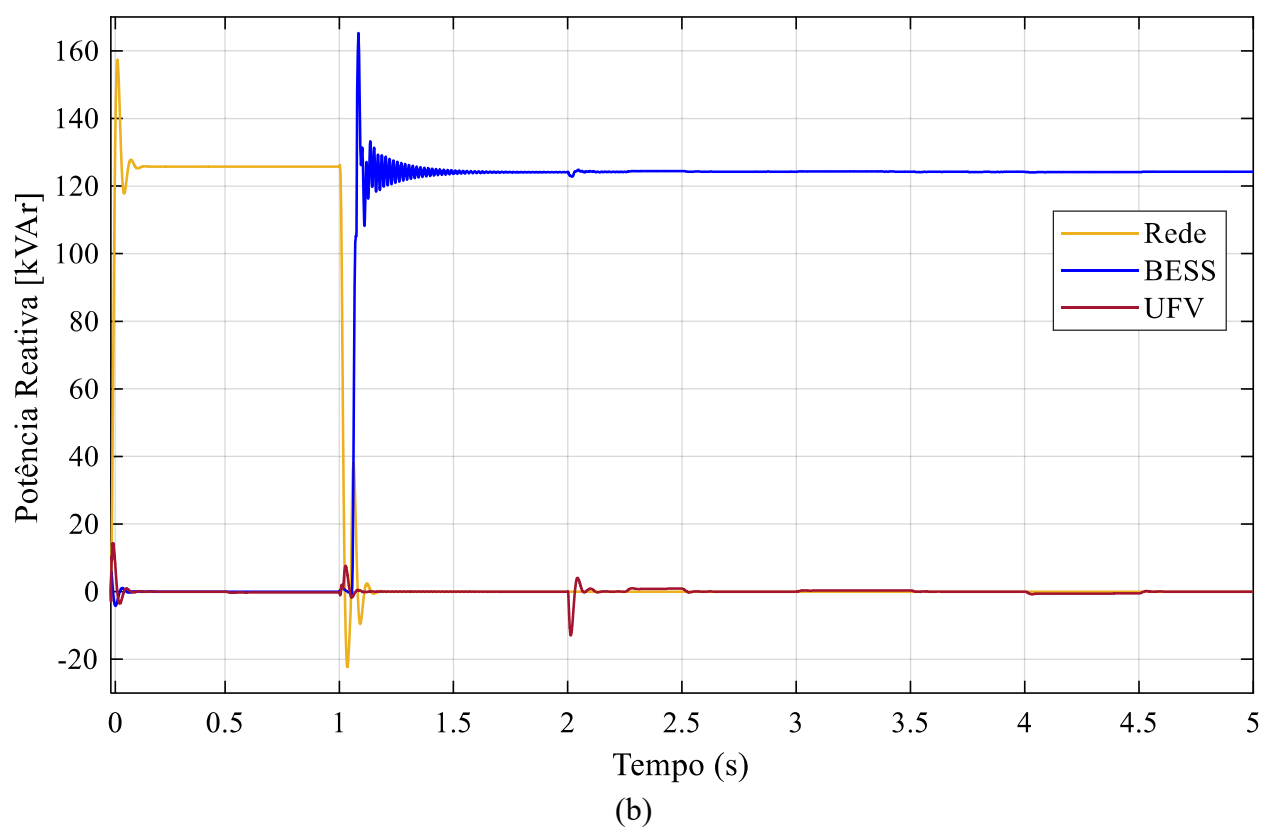
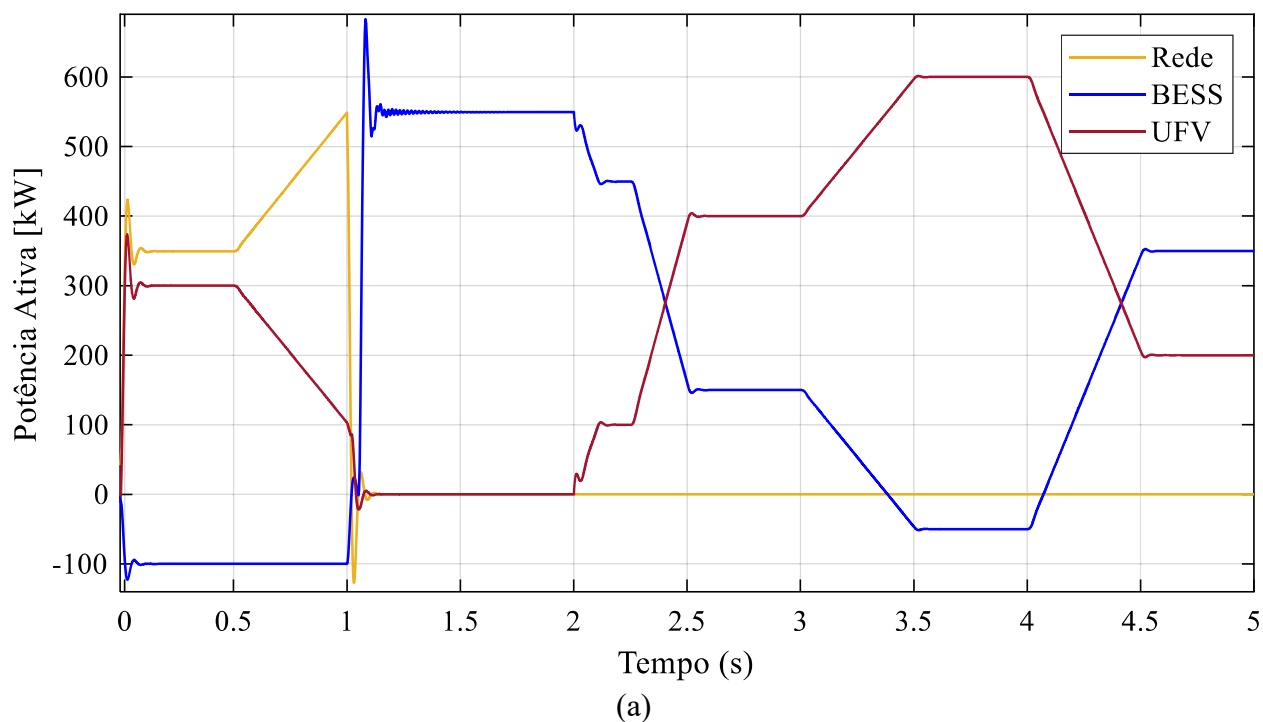
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.24 – Simulação de transição não-programada da CLA- μ Grid: retorno da UFV injetando 100 kW no instante 2,0 s: (a) transitório de tensão; (b) transitório de corrente.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.25 – Simulação de transição não-programada da CLA-μGrid. Potências: (a) ativa; e (b) reativa injetadas e/ou absorvidas pela rede, pelo BESS e pela UFV.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

6.3. Black start da CLA-μGrid a partir do BESS

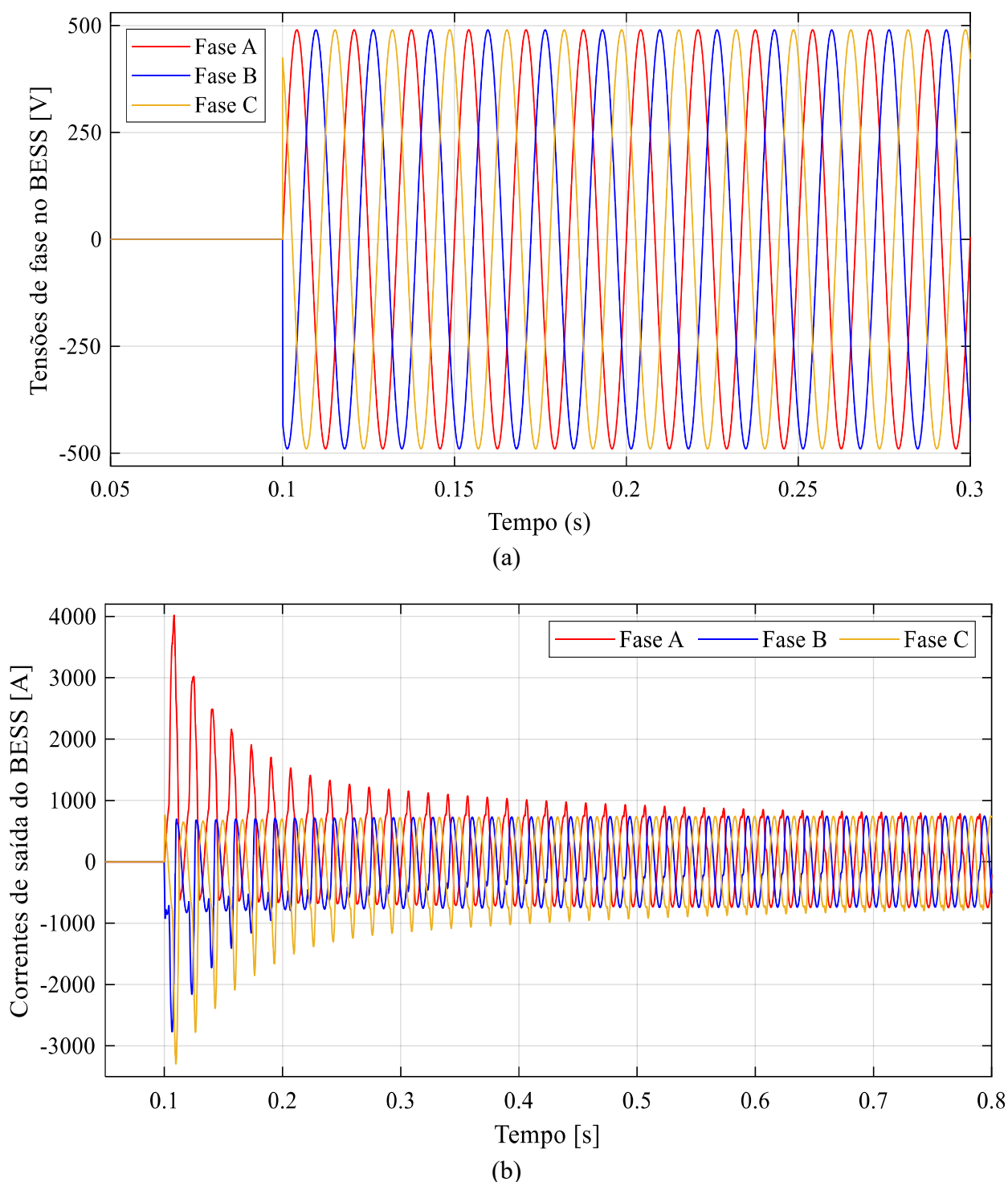
Conforme o procedimento descrito no Capítulo 4, o *black start* da CLA-μGrid a partir do BESS deve se dar em rampa de tensão (dV/dt), com as proteções contra subtensão desabilitadas durante a execução desta rampa (vide subseção 4.2.7). Assim, para a realização da simulação do *black start* da CLA-μGrid a partir do modelo equivalente elaborado para tal, inicialmente foi simulada a restauração da microrrede aplicando tensão nominal diretamente nos terminais do lado de BT transformador do BESS, com o objetivo de verificar o comportamento das correntes de *inrush* a partir da aplicação deste degrau de tensão. Nesta simulação, e também para as demais simulações relativas ao *black start* da CLA-μGrid a partir do BESS ou dos GMGs, foi considerado um caso extremo de restauração da microrrede, ou seja, com todos os circuitos de BT que alimentam as cargas da microrrede fechados no momento em que é aplicado o degrau de tensão. A opção por esta condição para as simulações de *black start* da CLA-μGrid se deve a um fato observado na prática, durante os testes de comissionamento da microrrede. Em outras palavras, atualmente há a possibilidade de não haver fonte de energia auxiliar disponível para executar a abertura dos disjuntores gerais de BT das subestações SE-CM e SE-TLM após a ocorrência de um *blackout* na microrrede.

As tensões de fase e correntes na saída do BESS para esta simulação de restauração da microrrede a partir do BESS aplicando um degrau de tensão de 600 Vrms de linha nos terminais do lado de BT do respectivo transformador são mostradas na Figura 6.26. O degrau de tensão é aplicado no instante $t = 100$ ms. Nota-se desta figura que as correntes de *inrush* nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ da saída do BESS alcançam picos máximos de 4019,3 A, -2768,8 A e -3294,9 A, respectivamente. Conforme informações do fabricante, o PCS do BESS da CLA-μGrid possui dois módulos de 500 kW, com uma corrente nominal de 525 Arms por módulo, resultando em uma corrente nominal de saída de 1050 Arms (1485 A de pico). Então, tem-se que os picos máximos registrados das correntes de *inrush* nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ correspondem, respectivamente, a 270 %, 186 % e 221 % da corrente de pico nominal do PCS. Estes picos de corrente (devido à energização do transformador com aplicação direta de tensão nominal) podem causar a atuação das proteções contra sobrecorrentes próprias do PCS, resultando no desligamento do equipamento, impedindo a restauração da microrrede em modo *off-grid*. Resumidamente, os ajustes das proteções contra sobrecorrentes do PCS são os seguintes:

- Sobrecorrente instantânea: 1100 A (pico) por módulo (2200 A na saída do PCS);
- Limite máximo de corrente nos IGBTs: 935 A (pico) por módulo (1870 A na saída do PCS), com tempo de atuação de 2 ms;
- Máxima corrente temporizada: 806 A (pico) por módulo (1612 A na saída do PCS), com tempo de atuação de 5 s;
- Máxima corrente temporizada externa (transdutores externos aos módulos): 891 A (pico) por módulo (1782 A na saída do PCS), com tempo de atuação de 0,5 s.

Assim, tem-se que quaisquer dos picos máximos de corrente registrados na simulação da Figura 6.26 poderiam resultar na sensibilização das proteções instantâneas contra sobrecorrente do PCS.

Figura 6.26 – Simulação de *black start* da CLA- μ Grid a partir do BESS com aplicação direta de degrau de tensão. Comportamento das: (a) tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observa-se da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** que os picos máximos de corrente registrados na saída do BESS para uma rampa de tensão com duração de 10 ms foram de -1184,4 A, 1737,9 A, e -1017,2 A para as fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ respectivamente. Estes picos de corrente, a priori, não são capazes de sensibilizar as proteções próprias contra sobrecorrentes do PCS. Entretanto, resultados experimentais iniciais de testes de desempenho em fábrica do BESS

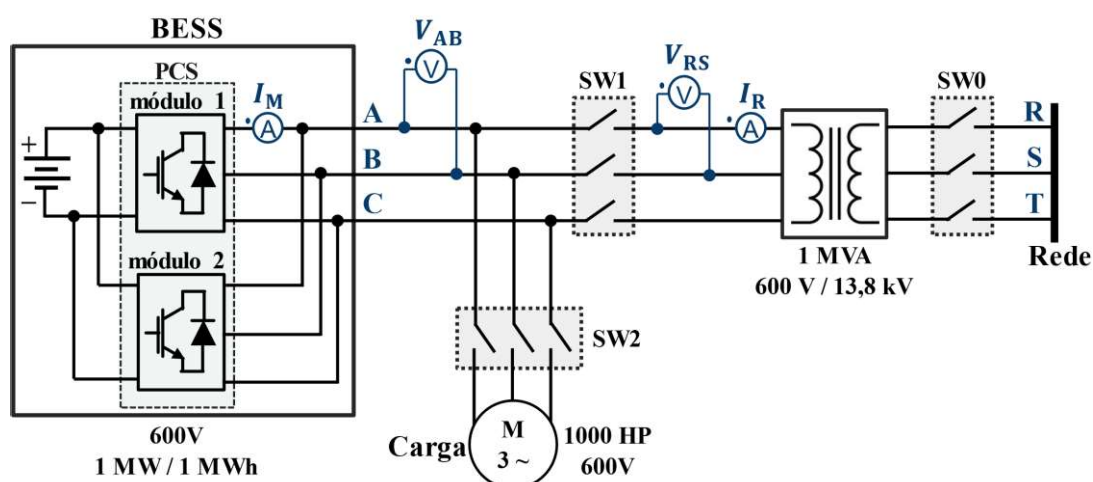
demonstraram que um pico de corrente de 780 A (cerca de 105% da nominal por módulo do PCS) foi capaz de sensibilizar as referidas proteções, conforme sumário destes testes mostrado na Tabela XVII. Os testes de desempenho em fábrica do BESS foram realizados usando um *setup* representado pelo diagrama da Figura 6.27, o qual é composto por:

- BESS de 1 MW / 1 MWh da CLA- μ Grid (baterias e PCS);
- Carga controlável: motor de indução de 1000 HP em partida direta, com uma carga mecânica emulada por freio regenerativo. O valor da carga mecânica varia a potência no eixo do motor entre 0 a 1000 HP, o que corresponde a uma potência de entrada máxima do motor de aproximadamente 750 kW;
- Transformador elevador de 1 MVA (600 V / 13,8 kV) de conexão do conjunto BESS&Carga com a rede de MT em 13,8 kV;
- Chaves telecomandadas (SW0, SW1 e SW2 na Figura 6.27).

Tabela XVII – Resumo dos testes de desempenho de fábrica do BESS relativos ao *black start*.

Duração da rampa de tensão	Pico máximo de corrente	Atuação da proteção do BESS
30 ms	780 A	Sim
50 ms	548 A	Não
100 ms	524 A	Não
200 ms	296 A	Não
1,0 s	172 A	Não

Figura 6.27 – *Setup* dos testes de desempenho em fábrica do BESS da CLA- μ Grid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Porém, é importante ressaltar que os testes de partida em rampa do BESS realizados em fábrica não correspondem a uma execução real do *black start* da CLA- μ Grid, uma vez que apenas um Trafo de 1 MVA foi energizado. Outros fatores relativos à operação da microrrede gerenciada pelo EMS também não foram considerados nestes testes iniciais, tais como latências de comunicação entre o EMS e os DERs e demais dispositivos gerenciáveis da microrrede,

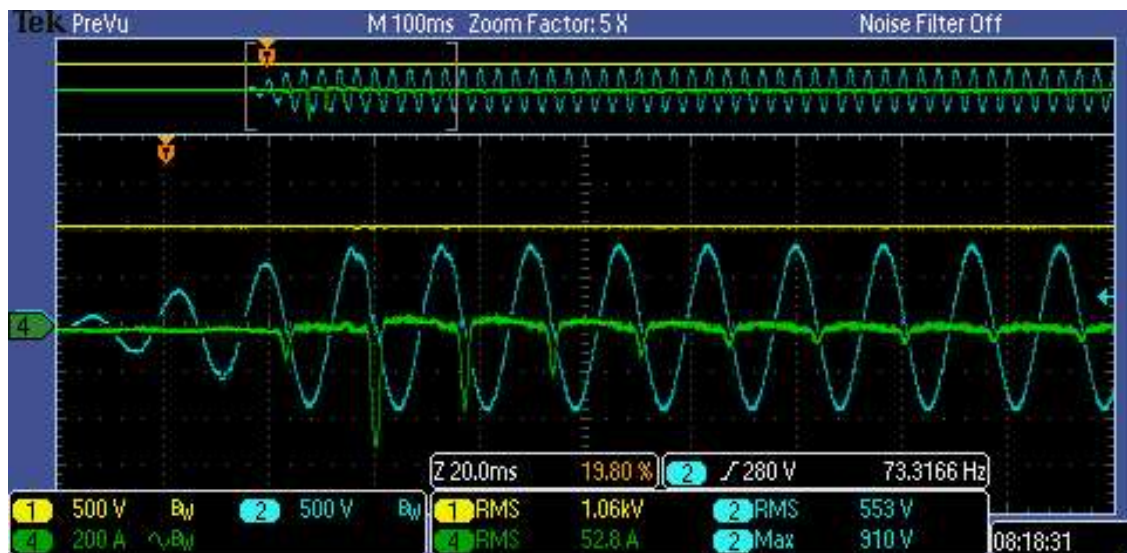
tempo de resposta dos disjuntores de MT e de BT controláveis a comandos de abertura e de fechamento, dentre outros. Testes definitivos do *black start* da microrrede foram realizados posteriormente durante o comissionamento em campo da CLA- μ Grid, como será mostrado e discutido no Capítulo 7. Resultados dos testes em fábrica do BESS relativos ao *black start* para as rampas de tensão com duração de 30 ms e de 50 ms são mostradas na Figura 6.28.

Figura 6.28 – Energização de um transformador de 1 MVA com rampa de tensão do BESS: (a) rampa de 30 ms; (b) rampa de 50 ms.



Legenda: 1 → V_{CC} 2 → V_{AB} 4 → I_R

(a)



Legenda: 1 → V_{CC} 2 → V_{AB} 4 → I_R

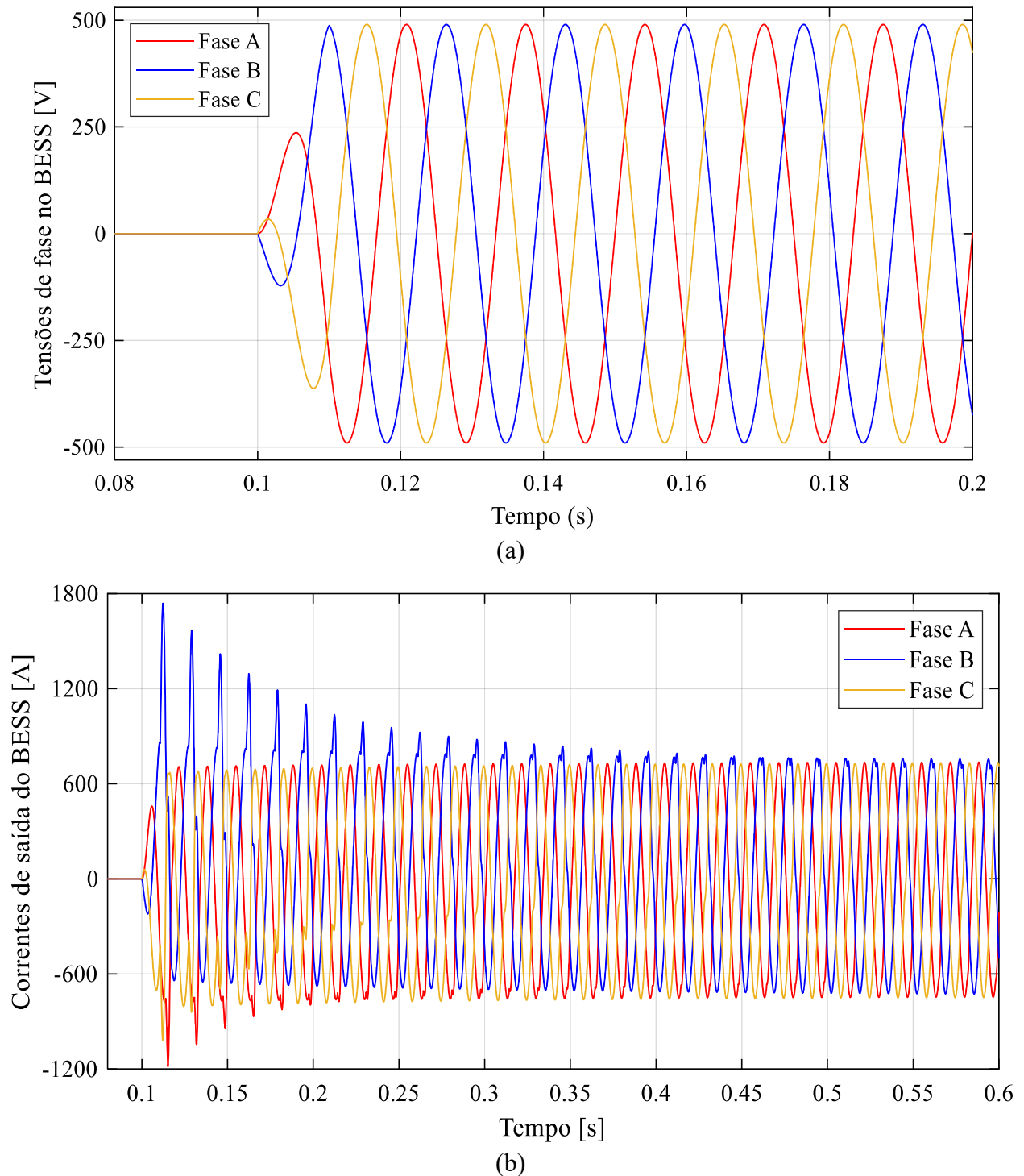
(b)

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Por conseguinte, considerando o efeito das correntes de *inrush* dos transformadores da microrrede e também os resultados dos testes de fábrica do BESS, foram realizadas simulações de *black start* da CLA- μ Grid a partir do BESS com rampas de tensão de 10 ms e de 50 ms. Os resultados destas simulações são mostrados na Figura 6.29 e na Figura 6.30. Assim, nota-se

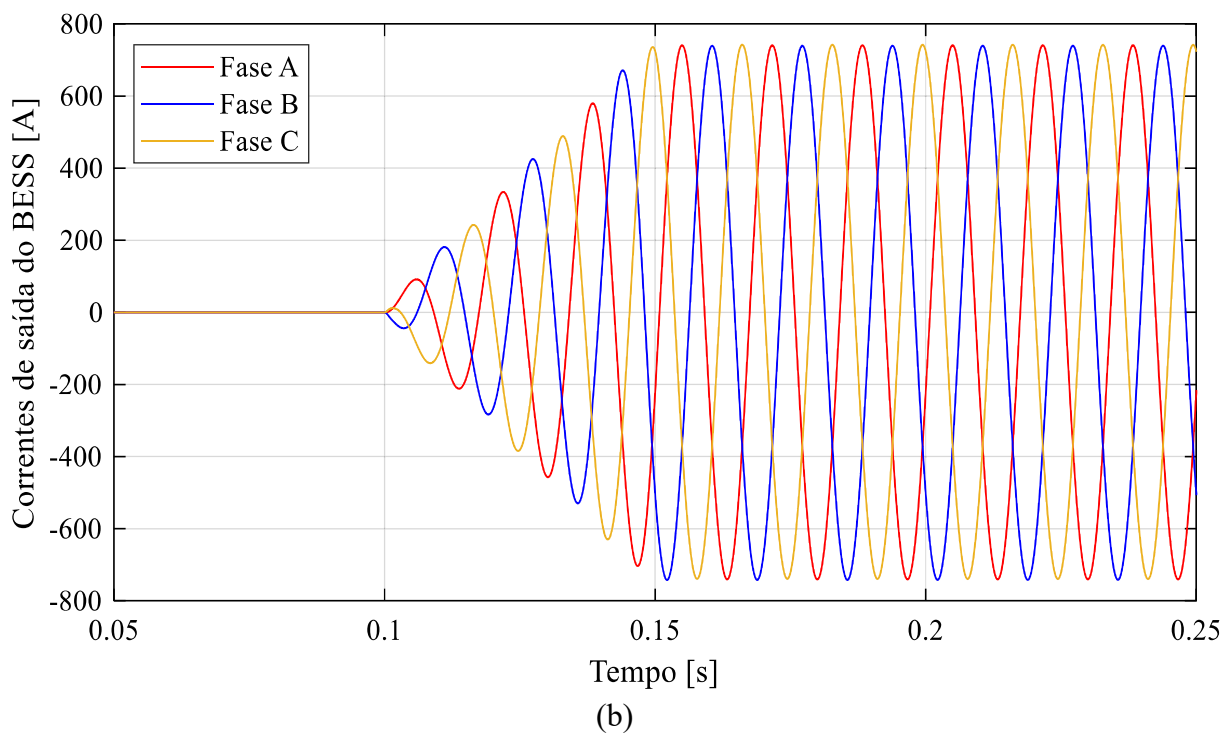
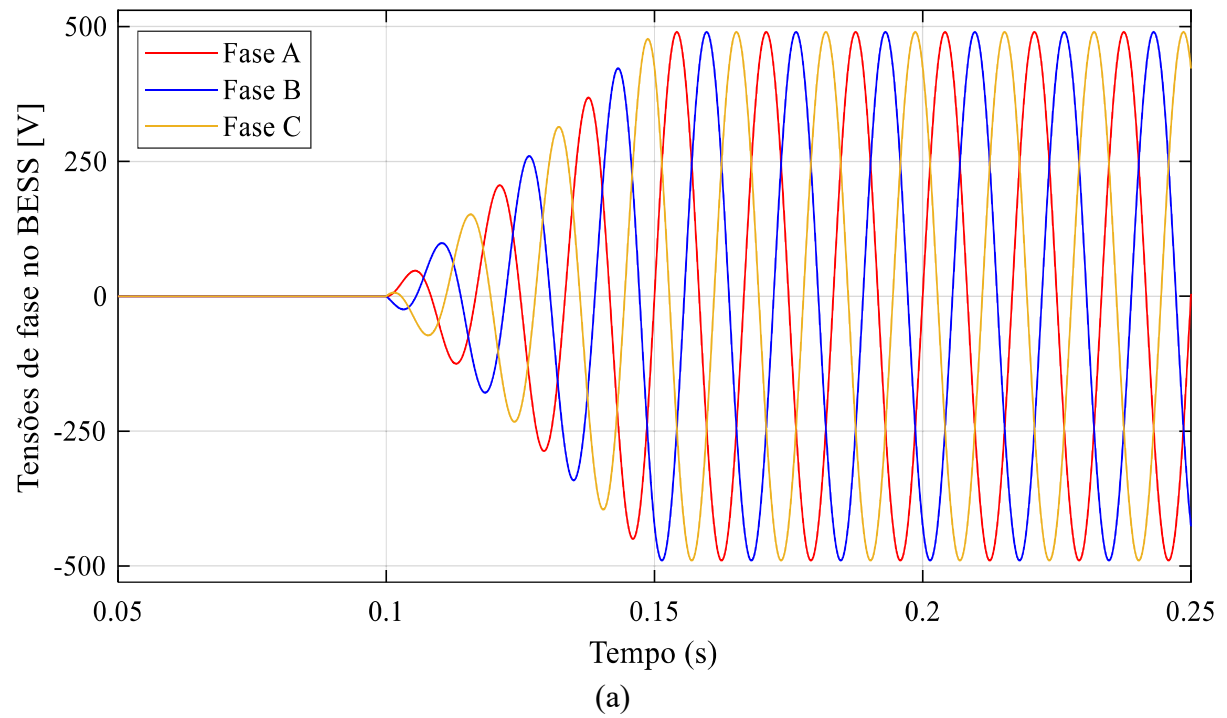
destas figuras que, na simulação, o comportamento das correntes na saída do BESS para uma rampa de 50 ms foi similar ao das tensões de fase, ou seja, sem distorções na forma de onda ou picos elevados de corrente durante a energização dos transformadores. O mesmo não ocorreu para a simulação com rampa de 10 ms. É importante ressaltar que o valor definitivo da rampa de tensão adotado para o *black start* da CLA- μ Grid a partir do BESS só foi definido posteriormente durante os testes de comissionamento da microrrede, conforme discutido no Capítulo 7.

Figura 6.29 – Simulação de *black start* da CLA- μ Grid a partir do BESS com rampa de tensão de 10 ms. Comportamento das: (a) tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.30 – Simulação de *black start* da CLA- μ Grid a partir do BESS com rampa de tensão de 50 ms. Comportamento das: (a) tensões de fase; e das (b) correntes na saída do BESS.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

6.4. Black start da CLA-μGrid a partir dos GMGs

Os GMGs da CLA-μGrid não possuem capacidade de partida em rampa durante um processo de restauração da microrrede em modo *off-grid*. Neste contexto, a simulação de *black start* da CLA-μGrid a partir dos GMGs a partir do modelo equivalente elaborado para tal considera a execução dos seguintes passos:

- i. No instante $t = 0$ s: os GMGs partem em vazio e sincronizam entre si na barra comum dos mesmos, no modo de fonte de tensão (ou demanda de carga);
- ii. No instante $t = 1$ s: os GMGs entram na rede ilhada e iniciam o processo de restauração, energizando os transformadores e alimentando as cargas.

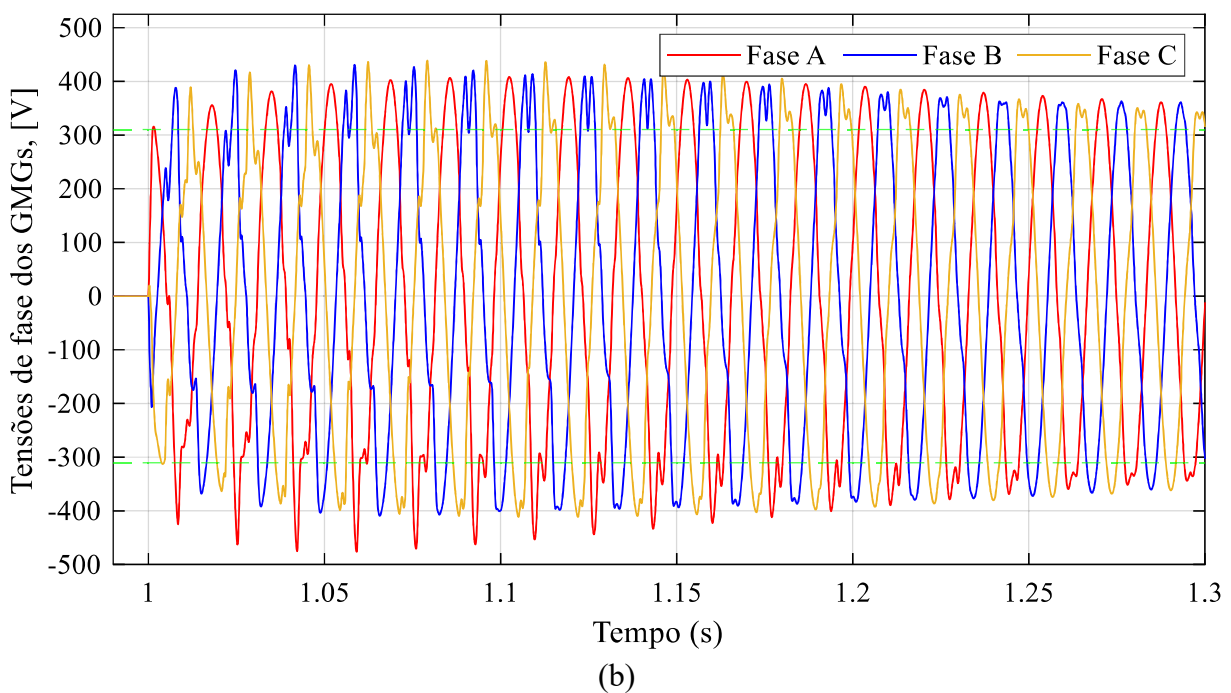
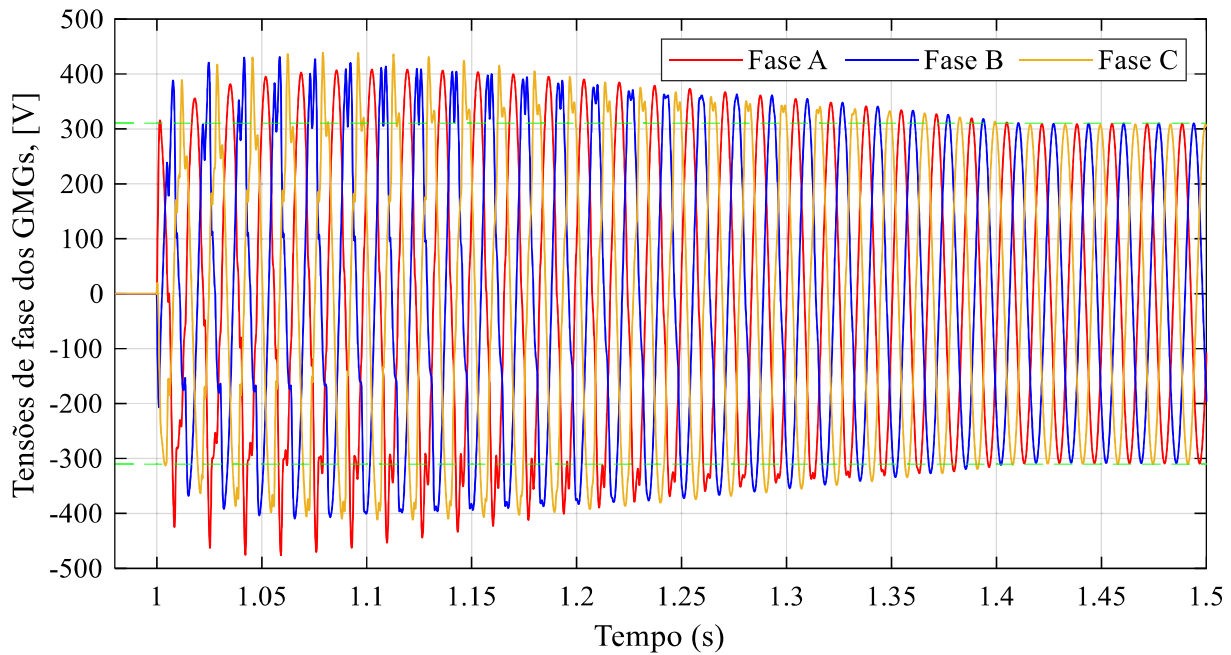
Assim como no caso das simulações de restauração da microrrede em modo *off-grid* a partir do BESS, também foi considerado um caso extremo para a simulação de *black start* da CLA-μGrid a partir dos GMGs, ou seja, com todos os circuitos de BT que alimentam as cargas fechados durante o início do processo de restauração da microrrede (especificamente para este caso, no momento da entrada dos GMGs na rede ilhada).

O comportamento das tensões e das correntes na saída do QTA dos GMGs para a simulação de *black start* da CLA-μGrid a partir dos geradores é mostrado na Figura 6.31 e na Figura 6.32. Observa-se destas figuras que, durante a energização dos transformadores da rede, há uma distorção considerável tanto nas formas de onda das tensões quanto nas formas de onda das correntes, com um desequilíbrio mais evidente nas correntes durante o transitório de energização. Na saída dos GMGs, o transitório nas tensões dura aproximadamente 500 ms, ao passo que o transitório nas correntes dura cerca de 1,5 s. Os picos máximos de tensão de fase registrados são de -476 V, 430,5 V e 438,7 V para as fases 'A', 'B' e 'C', respectivamente. A ocorrência destas sobretensões pode indicar a necessidade de inibição das proteções de tensão, tais como a 59 (sobretensão) e a 47 (tensão de sequência negativa) dos conjuntos de proteção de MT das subestações SE-CM e SE-TLM e também do transformador da UFV. Já os picos máximos de corrente são -2790,2 A, 4157,4 A e -4632,7 A para as fases 'A', 'B' e 'C', respectivamente. Estes picos de corrente alcançam, no máximo, valores aproximadamente iguais a quatro vezes o valor de regime e são superiores aos registrados para a simulação de *black start* da CLA-μGrid a partir do BESS com aplicação direta de tensão nominal. Entretanto, o maior pico de corrente registrado, ou seja, -4632,7 A na fase 'C' corresponde a apenas 1,9 vezes o valor de pico nominal de corrente em *standby* do sistema de geração a diesel da CLA-μGrid, considerando os três GMGs, o qual é igual a 2418,3 A (806,1 A para cada GMG). Todavia, o desequilíbrio observado nas correntes, caso se demonstre duradouro na prática, pode indicar a necessidade de inibição momentânea da função 46 (sobrecorrente de sequência negativa) durante o *black start* da microrrede a partir dos GMGs.

Esta distorção inicial nas tensões e correntes na saída dos GMGs também é verificada nas cargas mais distantes fisicamente da subestação SE-CM, como pode ser observado na Figura 6.33 e na Figura 6.34, nas quais é mostrado o comportamento das tensões de fase e das correntes na carga alimentada diretamente pela SE-TLM (bloco TLM, MTO & Balões na Figura 6.1). Nota-se da Figura 6.33 que o transitório nas tensões dessa carga é semelhante ao das tensões na saída dos GMGs, com duração de aproximadamente 500 ms. Por outro lado, observa-se da

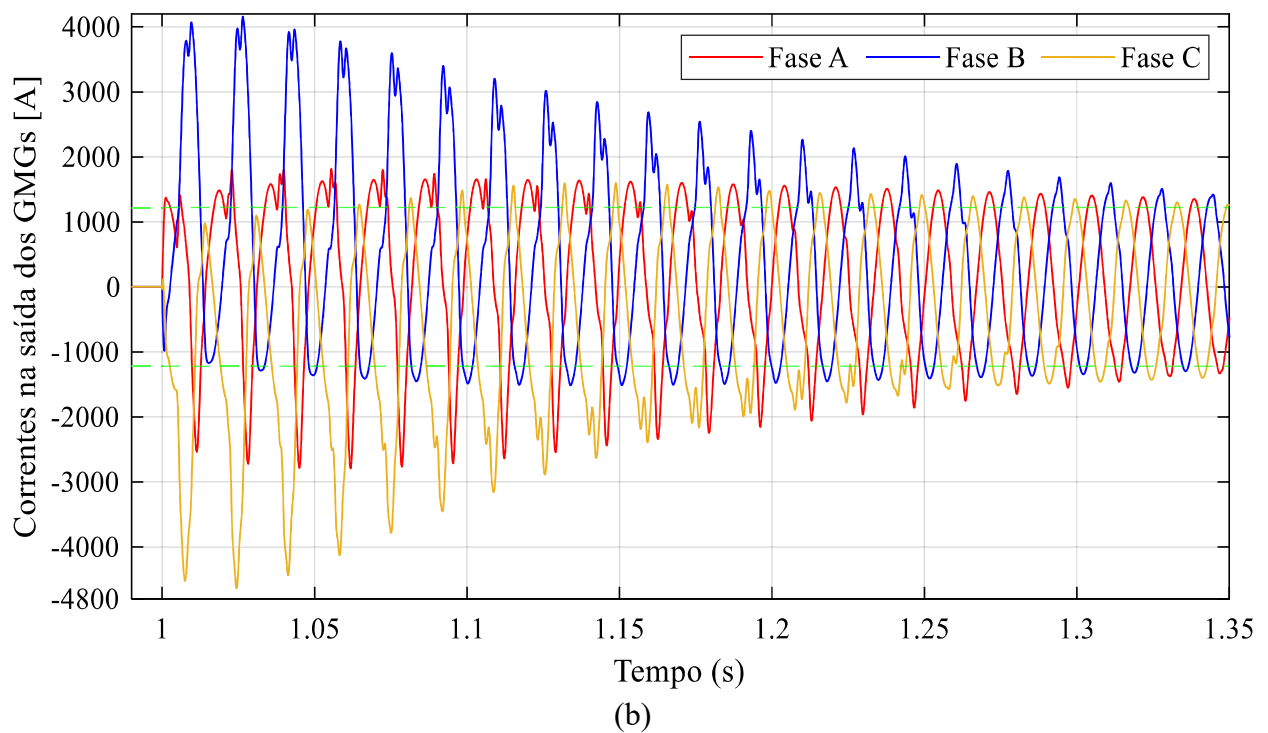
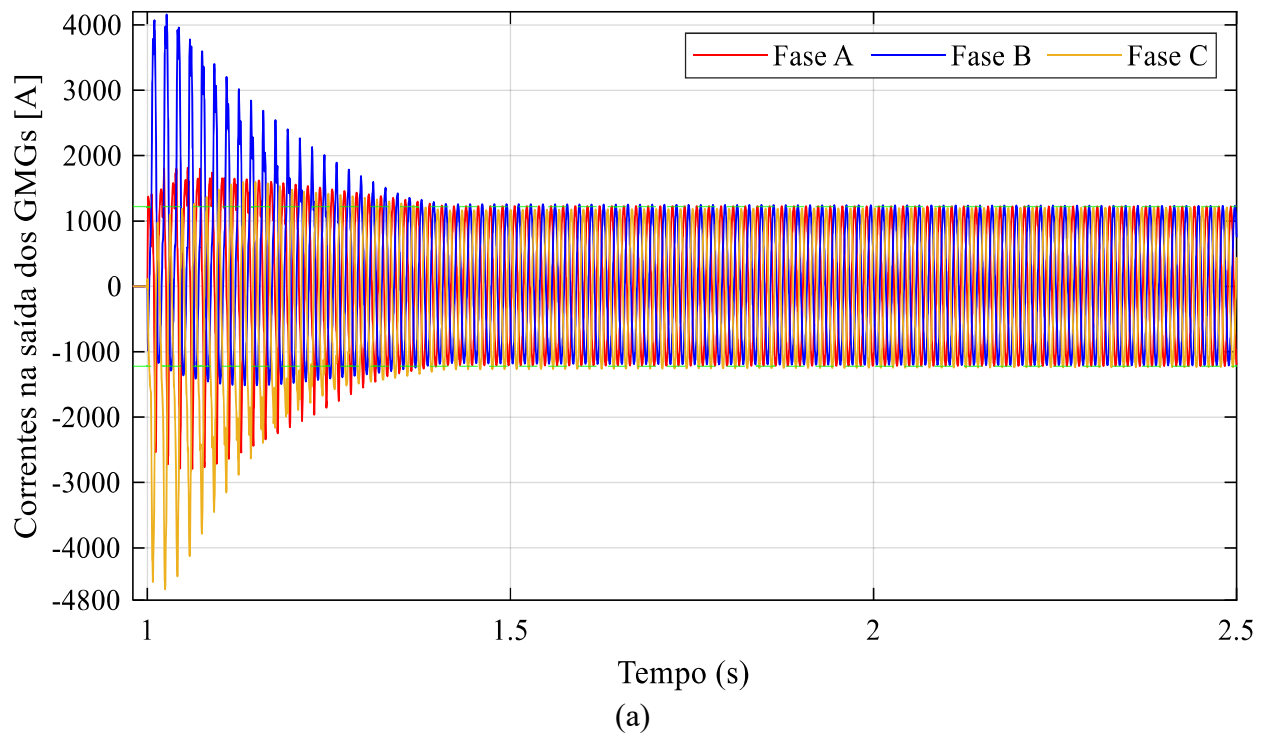
Figura 6.34(a) que o transitório nas correntes da carga TLM, MTO & Balões dura cerca de 700 ms, ou seja, é mais curto do que o correspondente na saída dos GMGs, observado na Figura 6.32(a). Porém, também nota-se da Figura 6.34(b) que o transitório nas correntes da carga TLM, MTO & Balões possui uma característica um pouco diferente do correspondente na saída dos GMGs, com picos máximos de menor amplitude em relação ao valor de regime (cerca de duas vezes o valor de regime), e com um nível de distorção aparentemente maior da corrente.

Figura 6.31 – Simulação de *black start* da CLA- μ Grid a partir dos GMGs: (a) comportamento das tensões de fase no QTA durante o processo de restauração; (b) detalhe do transitório de tensão durante a energização dos transformadores.



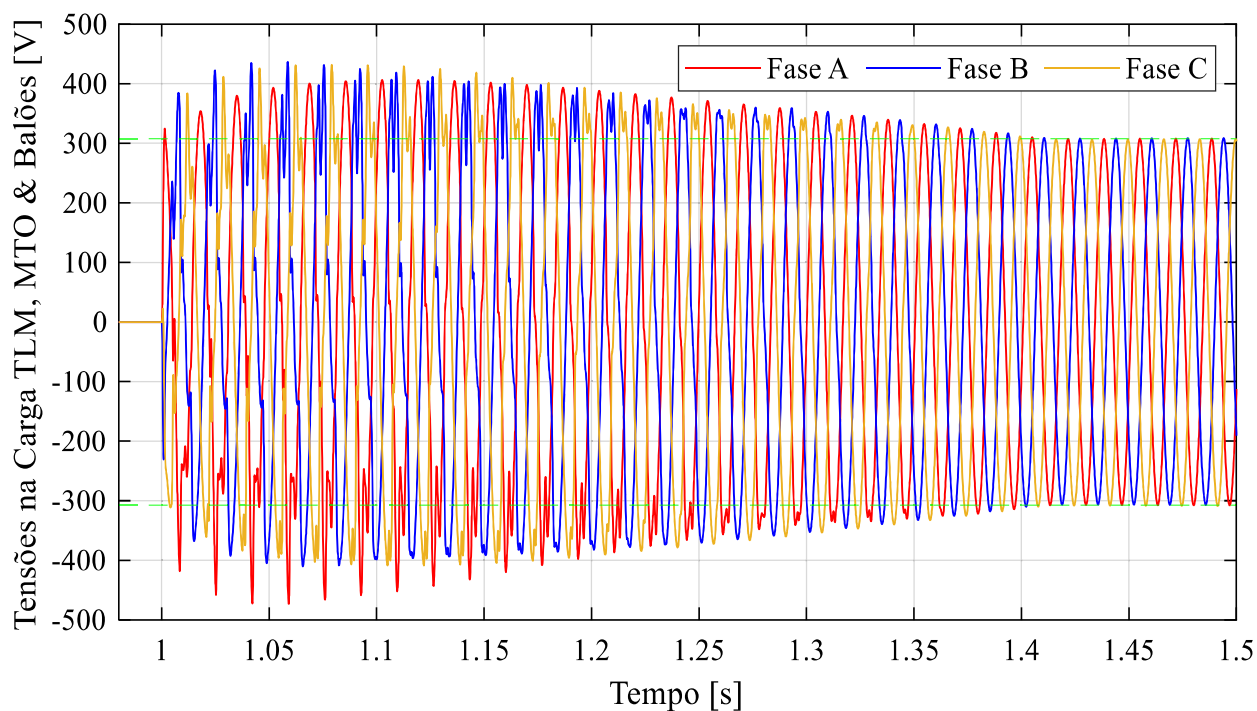
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.32 – Simulação de *black start* da CLA- μ Grid a partir dos GMGs: (a) comportamento das correntes de linha no QTA durante o processo de restauração; (b) detalhe do transitório de corrente durante a energização dos transformadores.

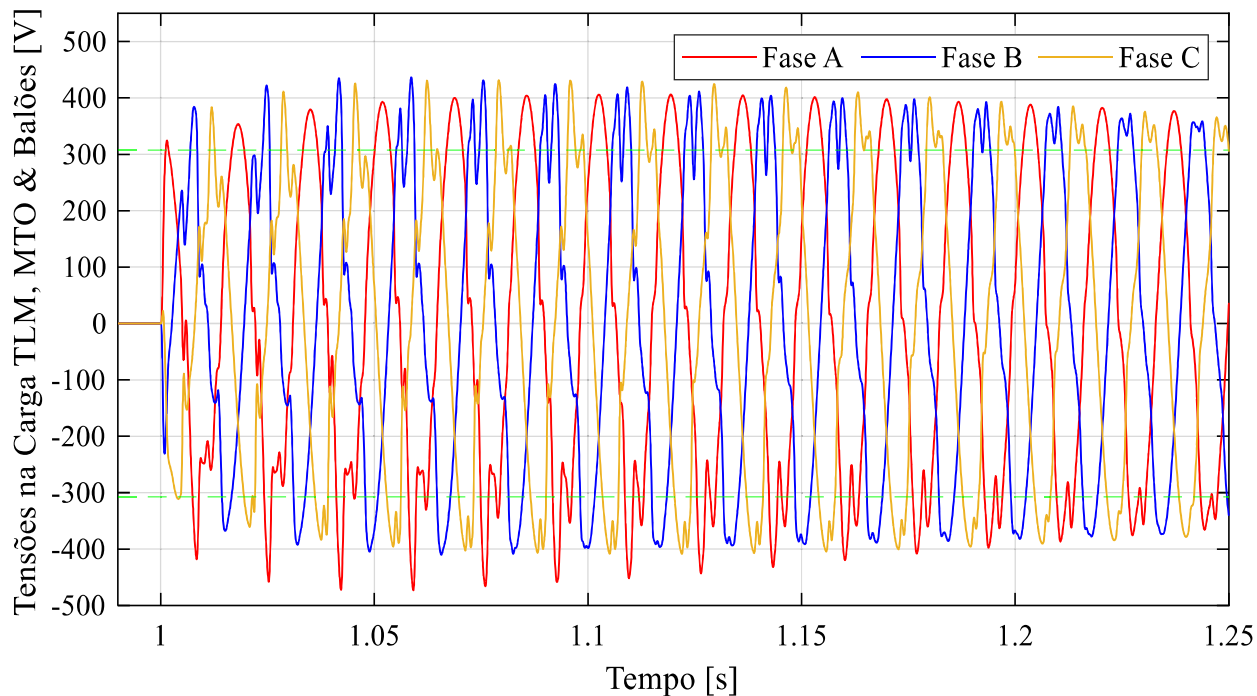


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.33 – Simulação de *black start* da CLA- μ Grid a partir dos GMGs: (a) comportamento das tensões de fase na carga TLM, MTO e Balões durante o processo de restauração; (b) detalhe do transitório de tensão na carga durante a energização dos transformadores.



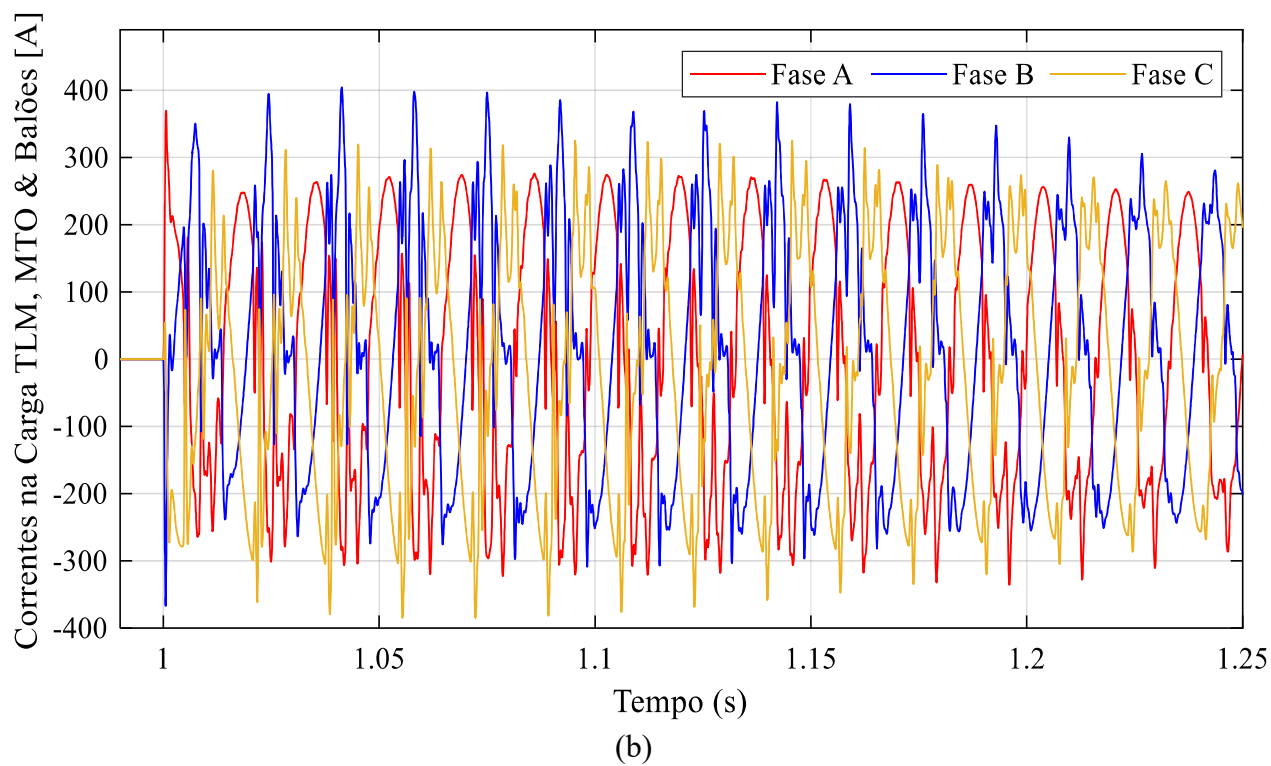
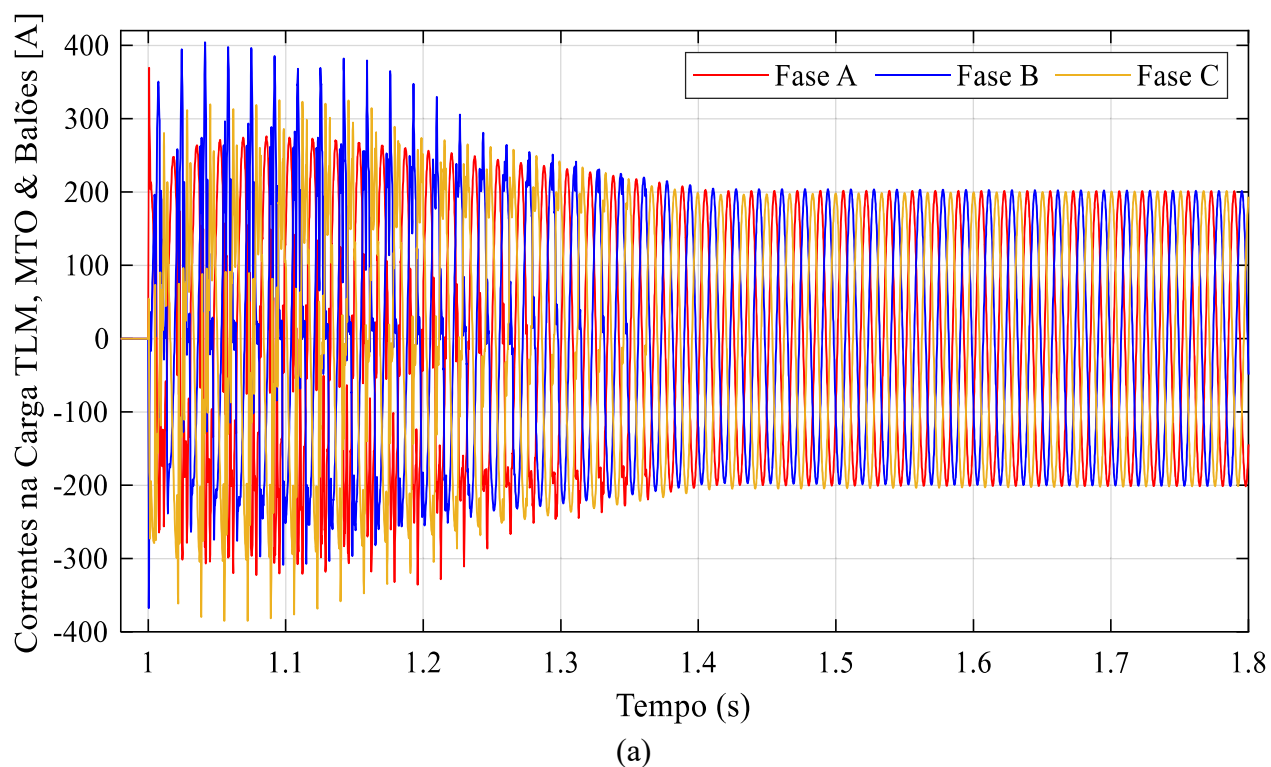
(a)



(b)

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 6.34 – Simulação de *black start* da CLA- μ Grid a partir dos GMGs: (a) comportamento das tensões de fase na carga TLM, MTO e Balões durante o processo de restauração; (b) detalhe do transitório de tensão na carga durante a energização dos transformadores



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Capítulo 7:

Resultados Experimentais Obtidos

Além das simulações em ambiente computacional, as estratégias de gerenciamento de energia apresentadas neste documento para MMCs também foram avaliadas a partir de testes experimentais da microrrede CLA- μ Grid. Especificamente, foram realizados testes de comissionamento em campo da microrrede, com todos os DERs e demais equipamentos descritos no Capítulo 3 em pleno funcionamento. Tais resultados são referentes aos seguintes testes de comissionamento:

- Ilhamento não-programado da CLA- μ Grid;
- *Black start* da CLA- μ Grid a partir do BESS;
- *Black start* da CLA- μ Grid a partir dos GMGs da subestação SE-CM.

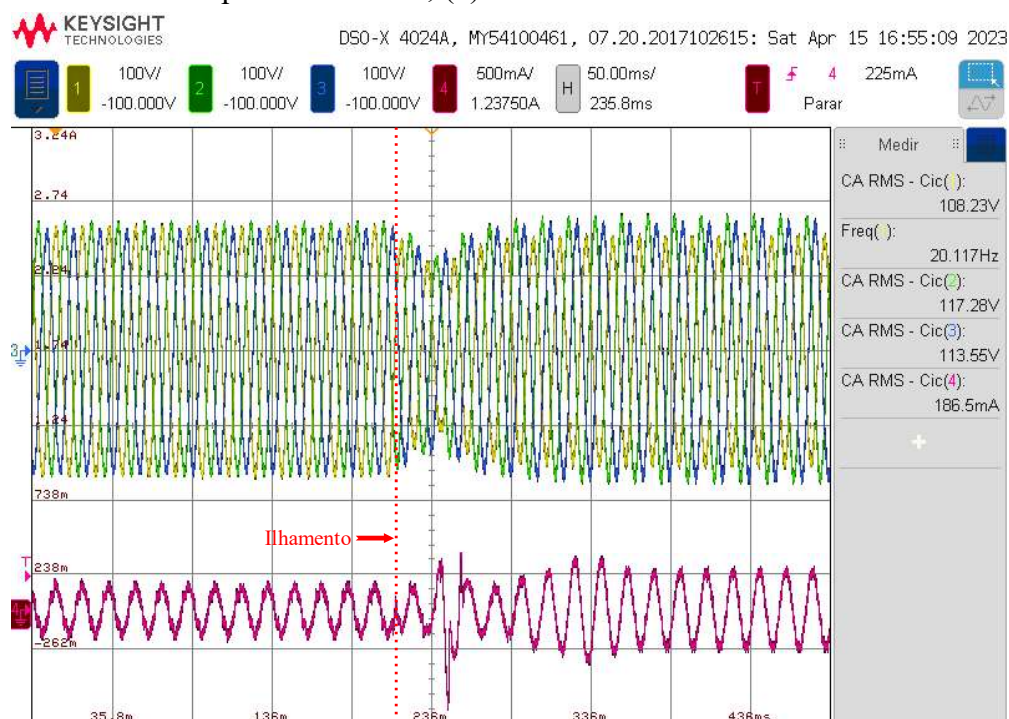
7.1. Ilhamento Não-Programado da CLA- μ Grid

Os testes de ilhamento não-programado da CLA- μ Grid foram realizados a partir da abertura da chave do PCC, com a microrrede inicialmente em modo *on-grid* (conectada à rede da EQTL), com o BESS e a UFV operando como seguidores de rede e os GMGs desligados no momento do ilhamento. Nestes testes, o BESS está, no momento do ilhamento, com um SOC suficiente para suprir as cargas da microrrede. Conforme a estratégia de gerenciamento da microrrede, após a abertura da chave do PCC, o BESS (caso disponível operacionalmente) deve formar a rede da CLA- μ Grid em modo *off-grid* sem que haja interrupção do fornecimento às cargas. Em modo *off-grid*, o BESS também é responsável por manter o balanço de potência, considerando o SOC atual, ou seja, a energia armazenada disponível, a geração da UFV e a potência demandada pelas cargas.

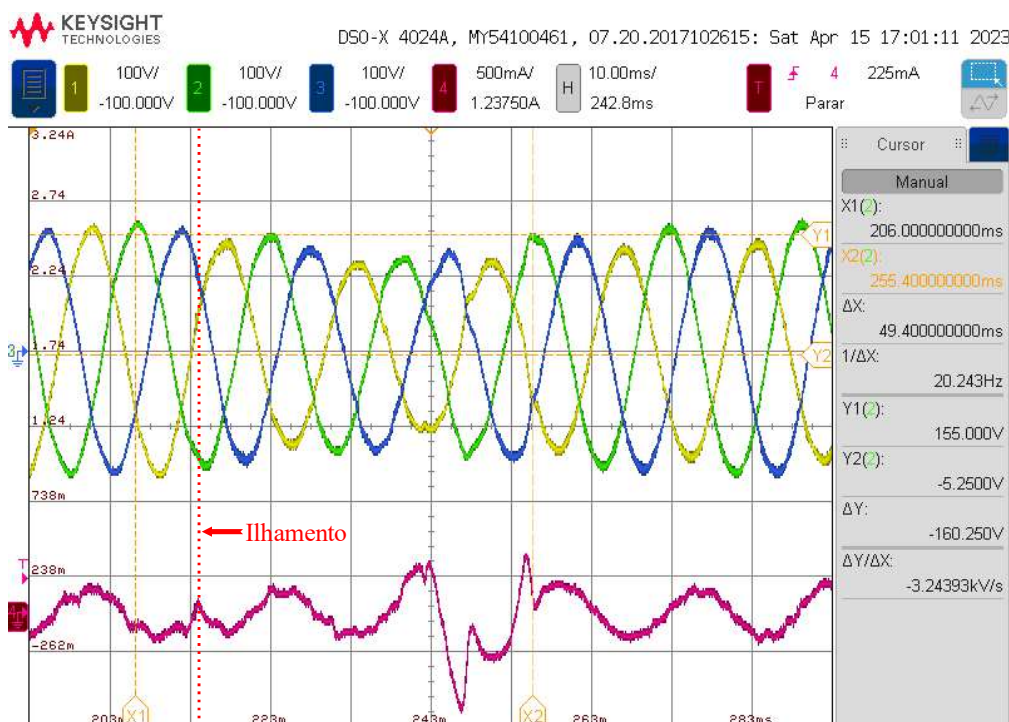
O primeiro teste de ilhamento não-programado da CLA- μ Grid foi realizado com o BESS inicialmente alimentando apenas as cargas internas do respectivo contêiner, ou seja, não estava sendo carregado nem mesmo injetando energia na rede. Programou-se intencionalmente a UFV para não injetar potência durante a realização deste teste. Os resultados deste teste são mostrados na Figura 7.1 e na Figura 7.2. As curvas das tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ (respectivamente, curvas em amarelo, verde e azul) e da corrente na fase ‘A’ (curva em vermelho) do lado de MT do transformador de 1 MVA de interconexão do BESS com a rede interna da microrrede (vide Figura 5.8) foram colhidas, respectivamente, nos secundários dos TPs das fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e do TC da fase ‘A’ do conjunto de proteção com relé multifunção deste transformador. A relação de transformação dos TPs é de $13800/\sqrt{3}$ V / 115 V e a do TC é de 200 A / 5 A. Nota-se da Figura 7.1 que o BESS consegue formar a rede e estabilizar a tensão em aproximadamente três ciclos após a ocorrência do ilhamento, sem interromper a alimentação às cargas. A tensão na fase ‘B’, por exemplo, alcança um valor aproximadamente igual a 95% do valor nominal em três ciclos após o ilhamento, como pode ser observado na Figura 7.1(b). Após o transitório de corrente, o qual durou cerca de nove ciclos, BESS passou a fornecer uma corrente de aproximadamente 7,0 Arms para as cargas da microrrede, correspondendo a uma potência aparente total de 167,3 kVA, conforme dados da Figura 7.1. Observa-se também da Figura 7.2(b)

que o BESS manteve o balanço de potência da microrrede em modo *off-grid* mesmo durante uma variação na carga, ocorrida em um momento posterior à ocorrência de um ilhamento não-programado, de cerca de 67,6 kVA para aproximadamente 135,2 kVA.

Figura 7.1 – Ilhamento não-programado com BESS inicialmente alimentando apenas as cargas internas do contêiner. Tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e corrente na fase ‘A’ do BESS: (a) imediatamente antes e após o ilhamento; (b) Detalhe dos transitórios de tensão e de corrente.



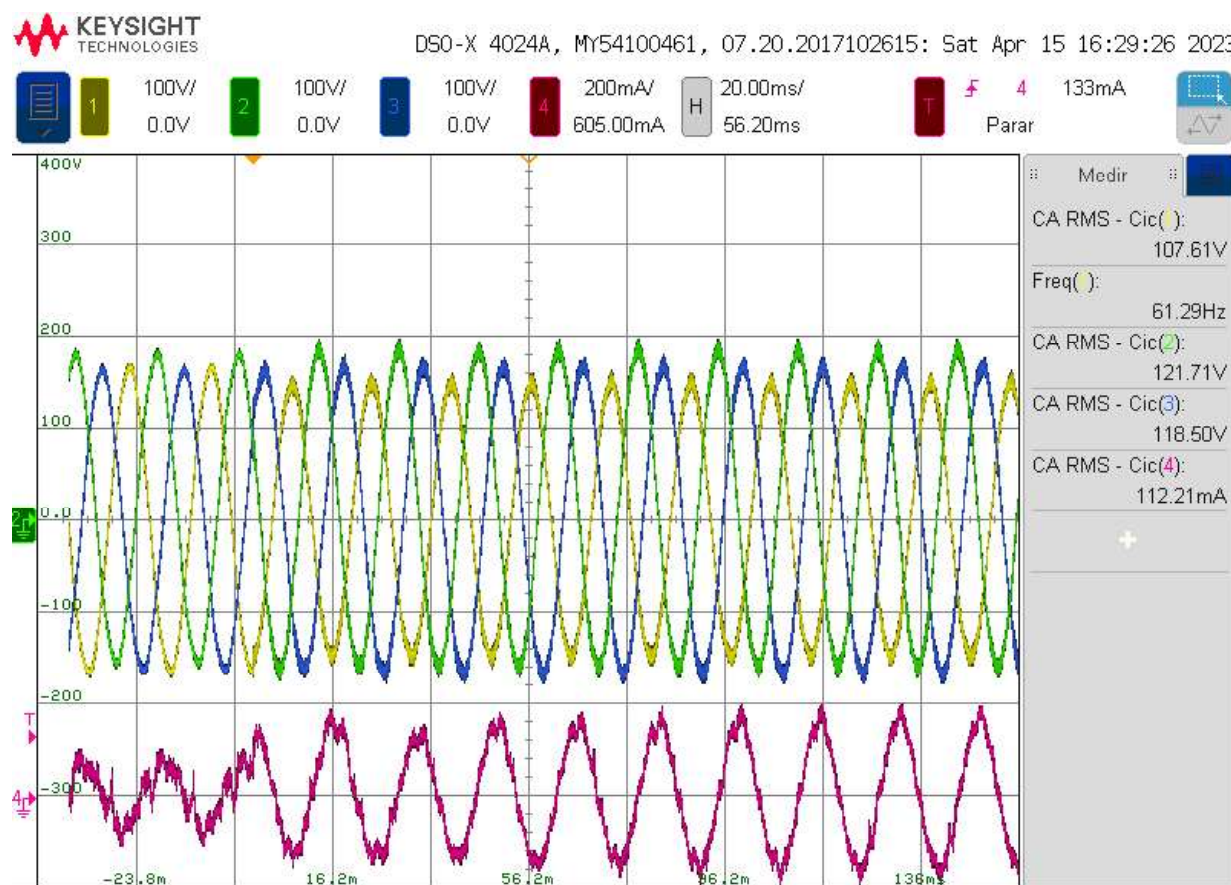
(a)



(b)

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 7.2 – Aumento da demanda de carga da microrrede após a ocorrência de um ilhamento não-programado da CLA-μGrid: tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e corrente na fase ‘A’ do BESS.



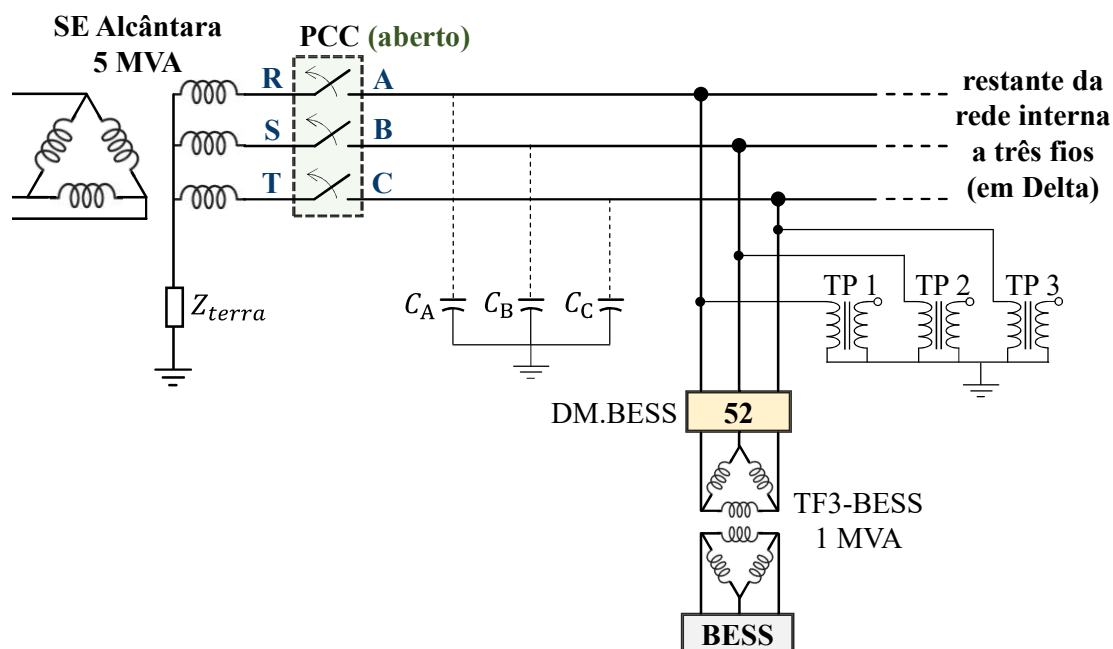
Fonte: Elaborado pelo Autor.

O desequilíbrio nas tensões medidas pelos TPs, observado na

Figura 7.1 e na Figura 7.2, após o ilhamento é devido ao fato de que a rede interna em MT da CLA-μGrid fica isolada da terra (sem ponto de conexão com a terra) em modo *off-grid*. Quando a microrrede está em modo *on-grid*, a referência de terra é fornecida pela rede da EQTL, a partir do secundário do transformador da SE Alcântara que alimenta o CLA, como pode ser notado no diagrama ilustrativo da Figura 7.3. Assim, em modo *on-grid*, a impedância de aterramento (Z_{terra} na Figura 7.3) minimiza consideravelmente o efeito das capacitâncias parasitas da rede (C_A , C_B e C_C na Figura 7.3), equilibrando a impedância resultante observada no primário dos TPs. Por outro lado, com a rede interna da CLA-μGrid em modo *off-grid*, não há impedância de aterramento para suprimir o efeito das capacitâncias. Assim, uma vez que não há ponto de conexão com a terra, caso essas capacitâncias sejam distintas entre si, tem-se um desequilíbrio na impedância resultante vista no primário dos TPs. Este desequilíbrio afeta as leituras das tensões de fase dos mesmos. Entretanto, tal desequilíbrio não ocorre para as tensões de linha, conforme pode ser observado na Figura 7.5. Outro teste de campo de ilhamento não-programado da CLA-μGrid em que, no momento da abertura do PCC, o estava BESS descarregando 1 MW, a UFV sem injetar potência e a microrrede com uma carga de 150 kW, também evidencia este desequilíbrio nas tensões medidas pelos TPs quando a microrrede está em

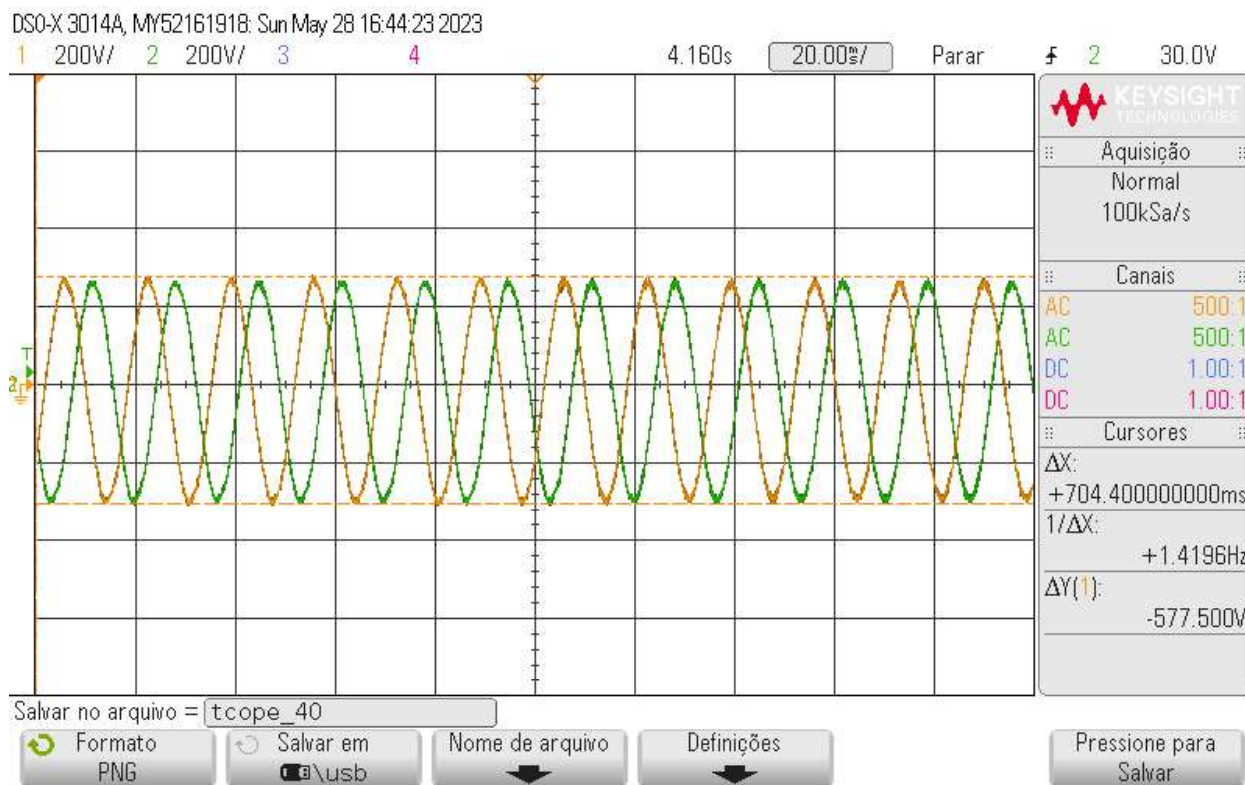
modo *off-grid*. Os resultados deste teste são mostrados na Figura 7.5. O ilhamento ocorre pouco antes de 4,26 s, como indica o cursor ‘X1’ em laranja nesta figura.

Figura 7.3 – Rede interna da CLA-μGrid em modo *off-grid*: detalhe do efeito das capacitâncias parasitas da rede sobre o desempenho dos TPs dos conjuntos de proteção dos transformadores.



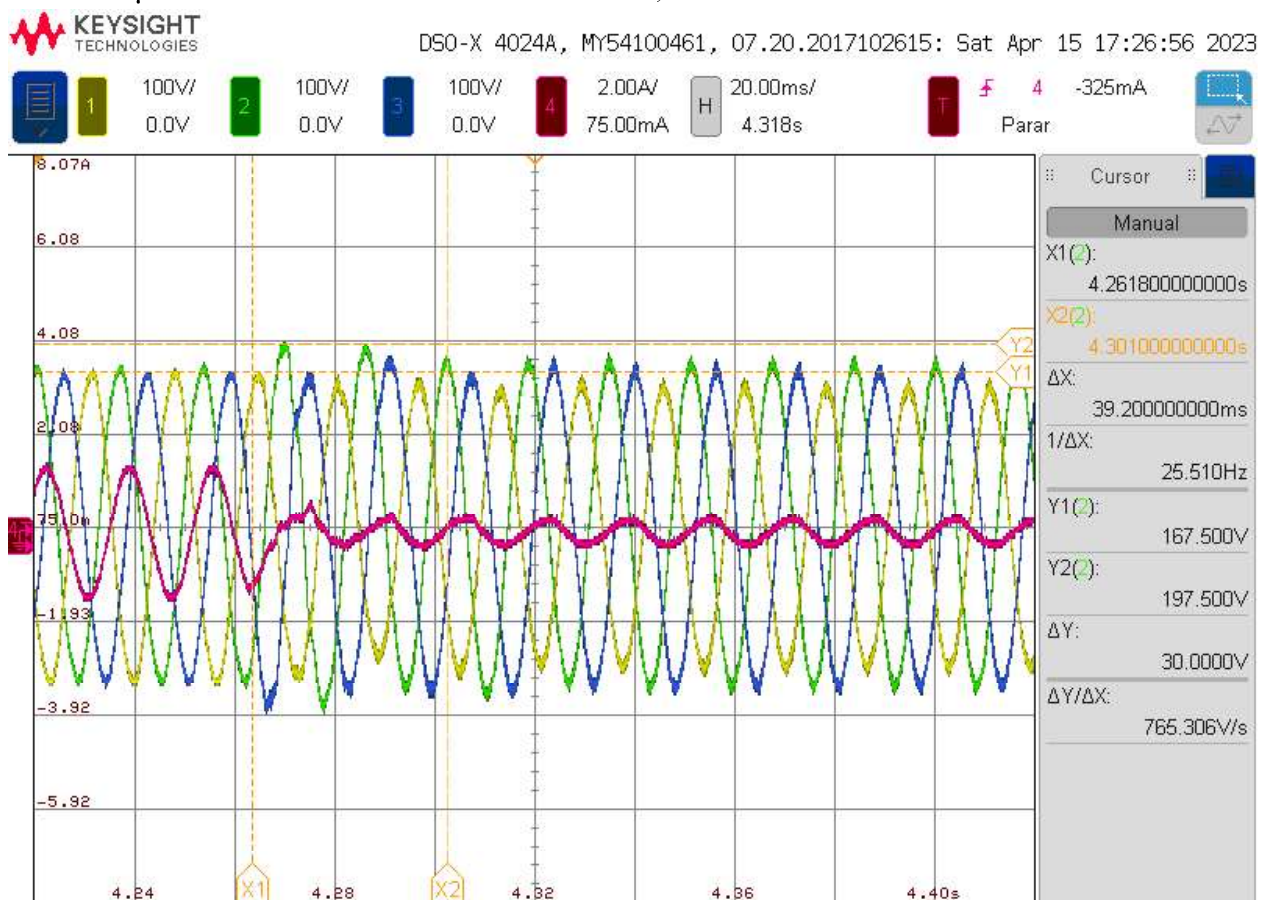
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 7.4 – Tensões de linha medidas no secundário dos TPs do disjuntor de MT do BESS.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 7.5 – Ilhamento não-programado com BESS inicialmente injetando 1 MW e uma carga da CLA- μ Grid de 150 kW. Tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e corrente na fase ‘A’ do BESS.

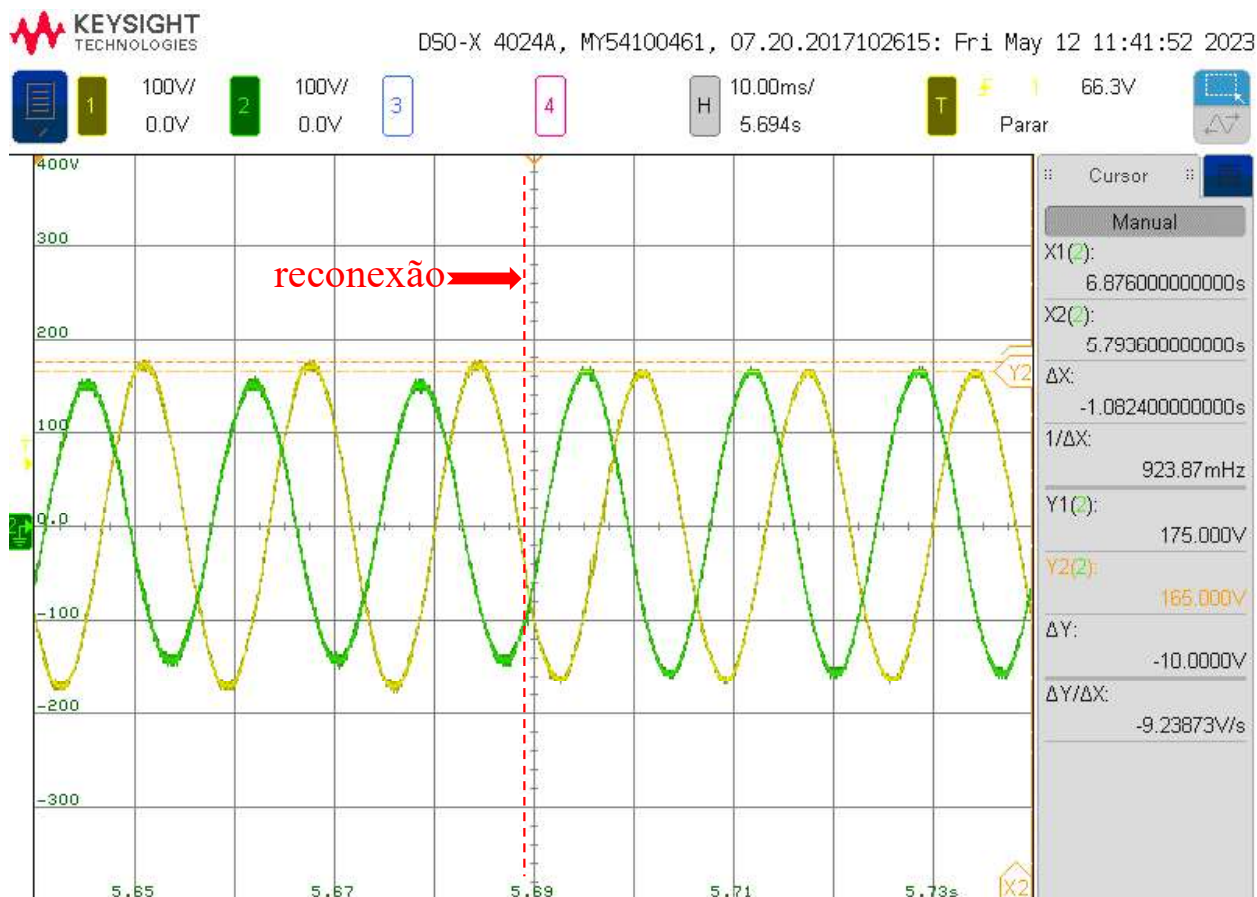


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Figura 7.5, as curvas de cor amarelo, verde, azul e vermelho representam, respectivamente, as tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’, e a corrente na fase ‘A’ medidas (pelos respectivos TPs e TC) no lado de MT do transformador do BESS. Nota-se desta figura que, devido ao fato de o BESS estar injetando uma potência consideravelmente superior à carga da microrrede no momento do ilhamento (cerca de 7 vezes maior), ocorreram sobretensões momentâneas durante a mudança do modo de operação deste DER de alimentador de rede para formador de rede) e do ponto de operação de injeção de potência para atender somente as cargas da rede ilhada. As sobretensões máximas registradas foram de aproximadamente 120% do valor nominal da rede interna. O transitório de corrente durou aproximadamente dois ciclos.

O problema da falta de referência à terra quando a CLA- μ Grid está em modo *off-grid*, o qual causa desequilíbrio nas tensões medidas pelos TPs dos conjuntos de proteção de MT com relés multifunção, também foi verificado em um teste de reconexão automática (transição do modo *off-grid* para o modo *on-grid*) realizado durante o comissionamento da microrrede, cujo resultado é mostrado na Figura 7.6. A reconexão ocorre pouco antes do instante $t = 5,69$ s. Observa-se desta figura que, após a reconexão, ambas as tensões medidas nas fases ‘A’ e ‘B’ pelos respectivos TPs apresentam o mesmo valor eficaz de 8,08 kVrms.

Figura 7.6 – Reconexão automática da CLA-μGrid com a rede externa. Comportamento das tensões nas fases ‘A’ e ‘B’ do lado de MT do transformador do BESS antes e após a reconexão.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

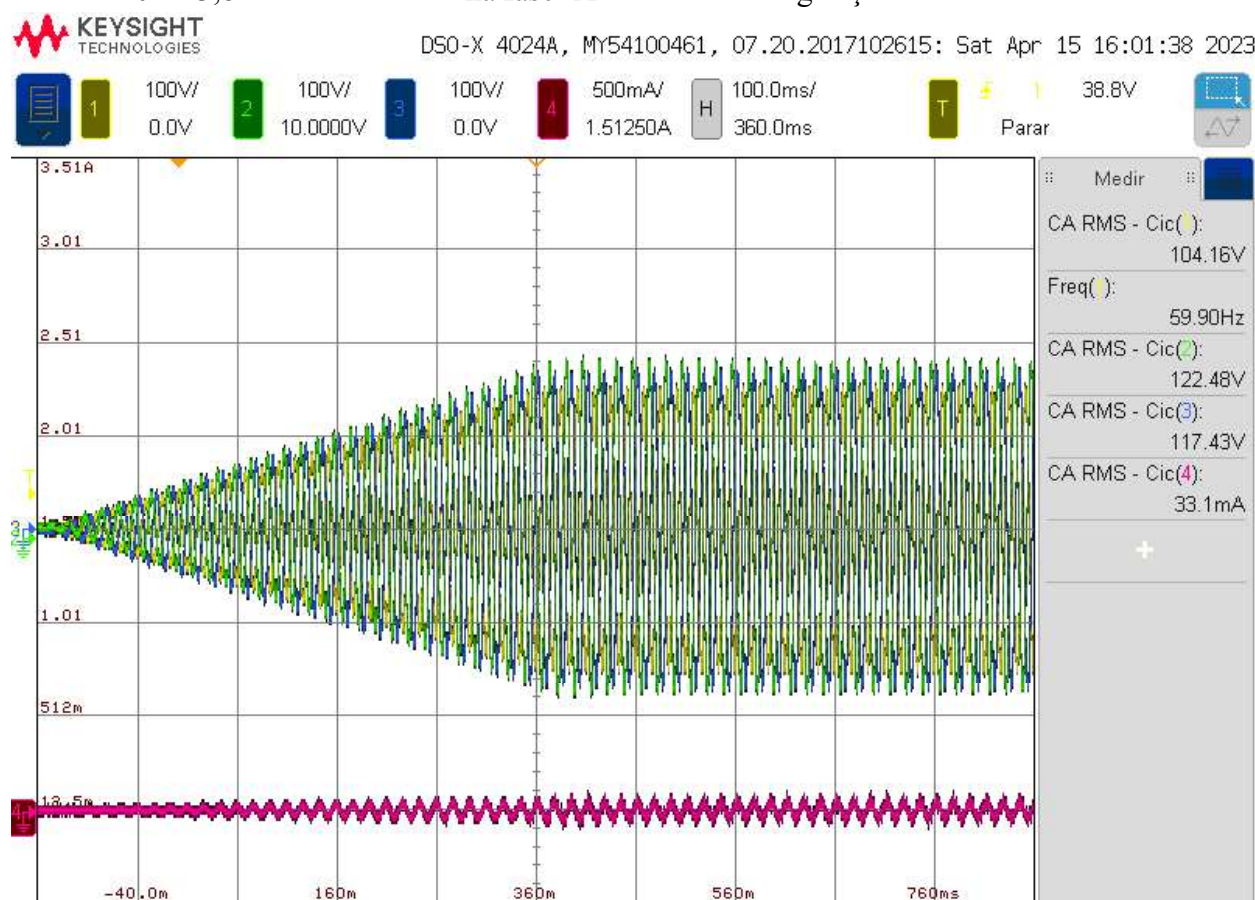
7.2. Black start da CLA-μGrid a partir do BESS

Após a realização de testes iniciais, o *black start* da CLA-μGrid a partir do BESS foi executado considerando uma rampa de elevação de tensão do PCS do BESS de 500 ms, seguindo o procedimento descrito na subseção 4.1.5 do Capítulo 4 deste documento. A escolha por este tempo de duração da rampa de tensão (cerca de dez vezes maior do que o adotado nas respectivas simulações) se deu em razão da latência da rede de comunicação entre o EMS e os dispositivos gerenciáveis da microrrede, e também do tempo de resposta dos disjuntores de MT de proteção dos transformadores. Tais fenômenos foram observados durante os testes de comissionamento da CLA-μGrid. Os resultados deste teste são apresentados na Figura 7.7, na Figura 7.8 e na Figura 7.9. Nessas figuras, as tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e a corrente na fase ‘A’ do lado de MT do transformador do BESS são representadas, respectivamente, pelas curvas em amarelo, verde, azul e vermelho. O detalhe da rampa de elevação de tensão e do transitório de corrente de energização dos transformadores é mostrado na Figura 7.7. Já na Figura 7.8 são mostradas as tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e a corrente na fase ‘A’ após a energização dos transformadores e antes do fechamento dos circuitos de BT de alimentação das cargas. Por fim, na Figura 7.9 são as tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e a corrente na fase ‘A’ após a entrada das cargas da subestação SE-CM.

Nota-se da Figura 7.7 que a energização dos transformadores da rede interna da microrrede ocorreu sem que houvesse atuação das proteções contra sobrecorrentes do PCS do BESS. Em outras palavras, a corrente de *inrush* destes transformadores foi minimizada de tal forma que permitiu a energização dos mesmos sem que houvesse atuação indevida de proteções. Observa-se da Figura 7.8 que, após o transitório de energização dos transformadores e antes do fechamento dos circuitos de alimentação das cargas, a corrente demandada foi de aproximadamente 1,03 A, o que corresponde a uma potência aparente de 24,5 kVA relativa às perdas da rede interna, dos transformadores e dos circuitos auxiliares de comando e proteção.

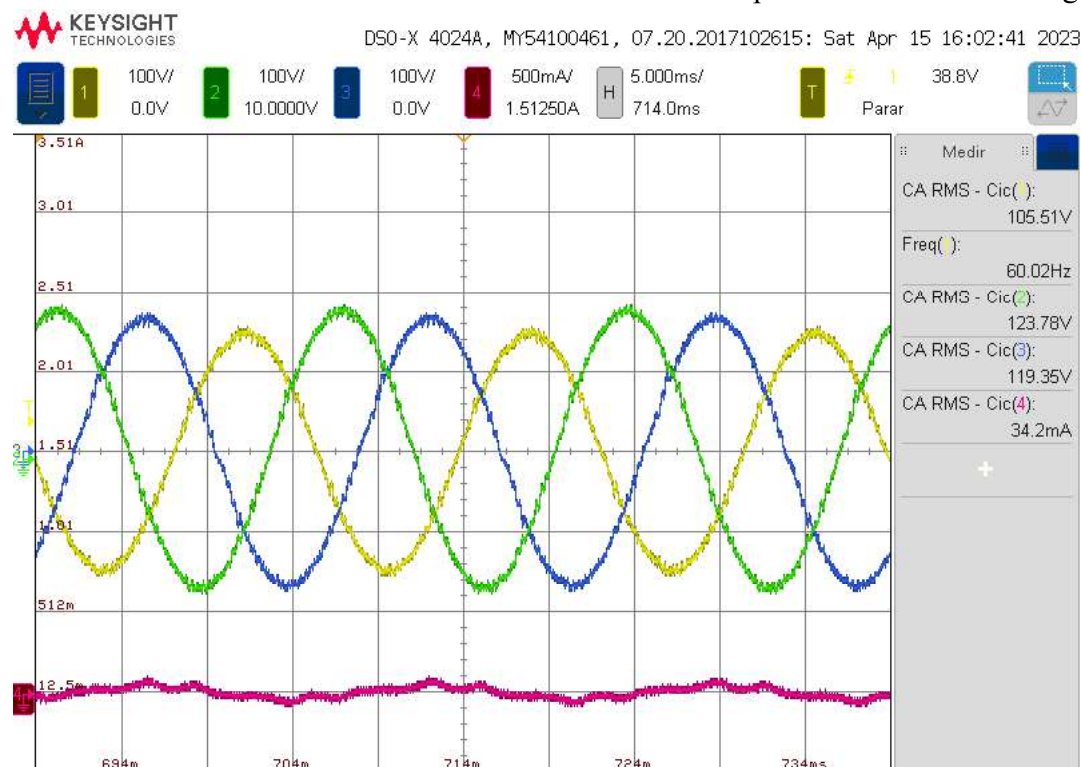
Nota-se também, da Figura 7.8 e da Figura 7.9, que há um desequilíbrio das tensões medidas pelos TP's do sistema de proteção do transformador do BESS em razão da configuração da rede interna da CLA-μGrid em modo *off-grid* (sem ponto de conexão com a terra) e do efeito das capacitâncias parasitas, as quais provavelmente são distintas para cada fase dessa rede. Após a rampa de tensão, as tensões de fase RMS medidas a partir dos TP's do cubículo de MT do BESS foram de aproximadamente 7,34 kV, 8,48 kV e 8,29 kV para as fases 'A', 'B' e 'C', respectivamente, sendo que a tensão de fase nominal da rede interna da CLA-μGrid é de 7,97 kV. Outro ponto importante a ser notado da Figura 7.9 é que, após a entrada das cargas da subestação SE-CM (*i.e.*, parte das cargas do CT no momento da realização do teste), a corrente total demandada no lado de MT pelas cargas da microrrede passou a ser de aproximadamente 3,7 Arms, correspondente a uma potência aparente de 87,4 kVA.

Figura 7.7 – *Black start* da CLA-μGrid a partir do BESS: detalhe da rampa de elevação de tensão de 0 a 13,8 kV e da corrente na fase 'A' durante a energização dos transformadores.



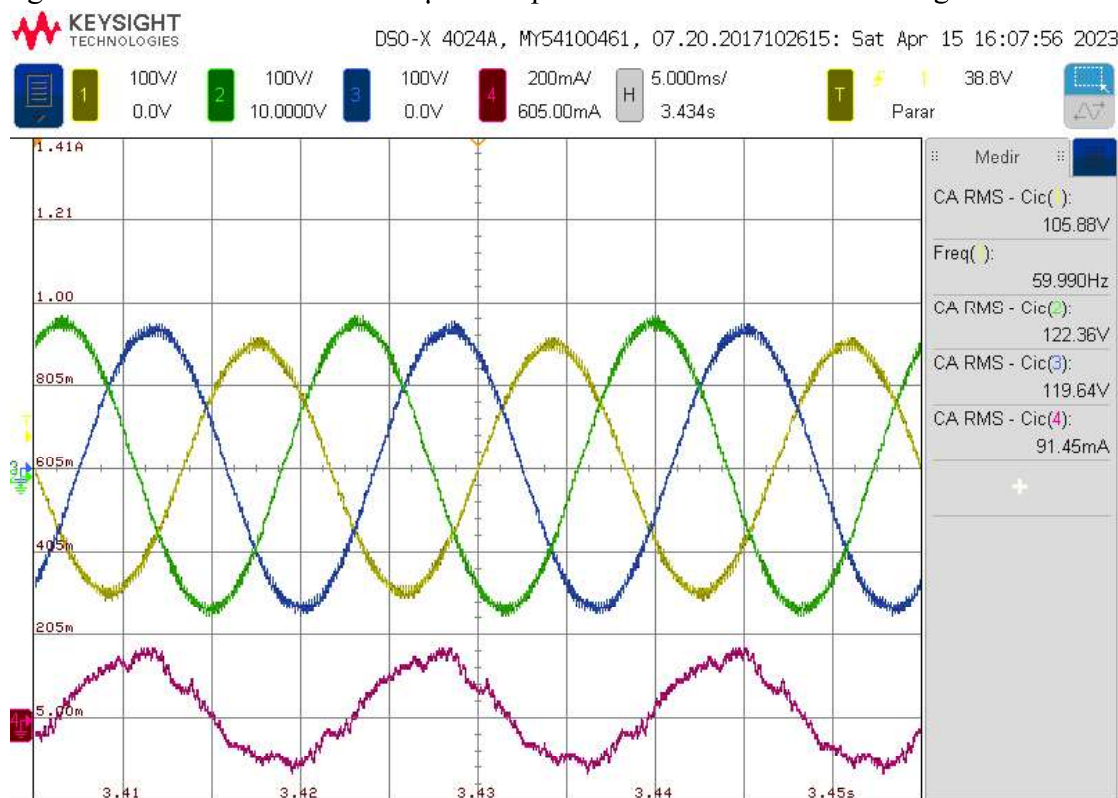
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 7.8 – *Black start* da CLA- μ Grid a partir do BESS: tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e corrente na fase ‘A’ do lado de MT do transformador do BESS após o transitório de energização.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 7.9 – *Black start* da CLA- μ Grid a partir do BESS: entrada das cargas da SE-CM.

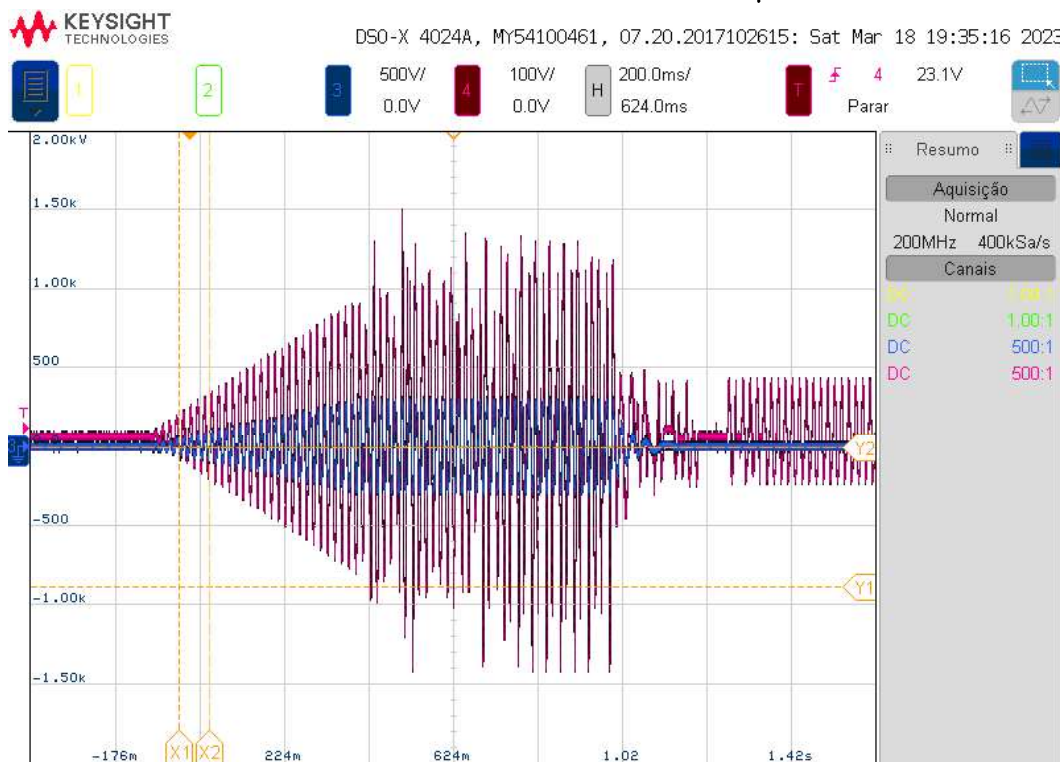


Fonte: Elaborado pelo Autor.

7.2.1. Problema de Ferrorressonância nos TPs dos Sistemas de Proteção dos Transformadores da CLA- μ Grid

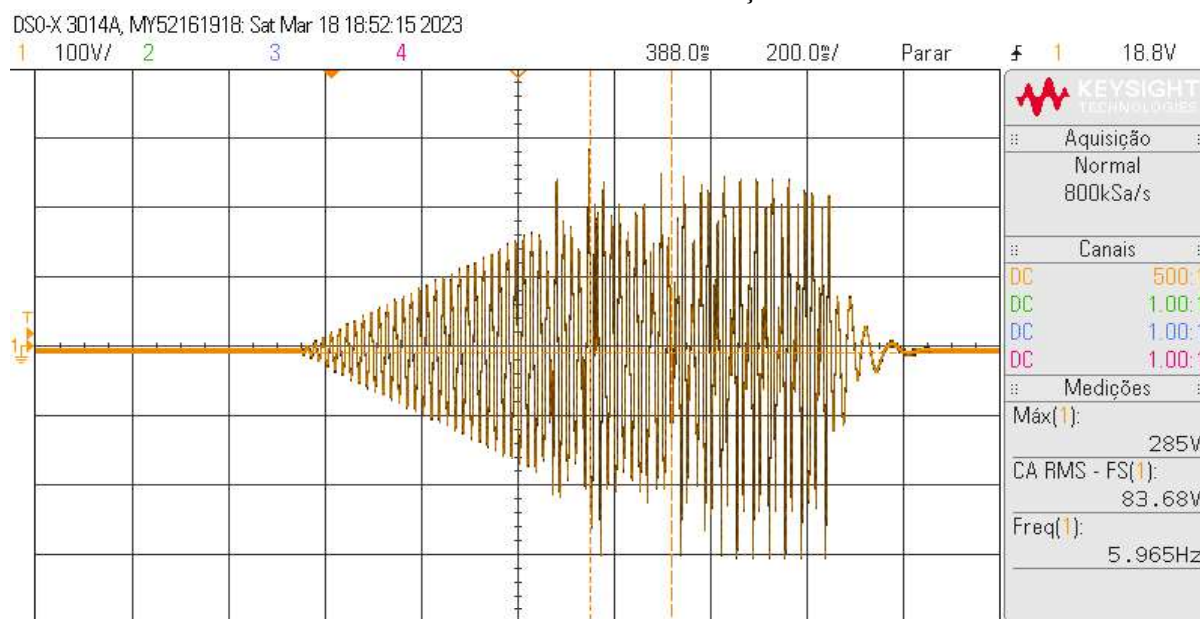
Durante a execução dos testes em campo relativos ao *black start* da CLA- μ Grid, observou-se a presença de um fenômeno denominado ferrorressonância, presente na rede interna da microrrede, e que pode afetar consideravelmente o desempenho dos TPs dos sistemas de proteção dos transformadores desta rede interna. Especificamente, ferrorressonância é um fenômeno de ressonância não-linear que pode ocorrer em um circuito elétrico que contém, pelo menos, uma indutância não-linear (como é o caso dos TPs indutivos instalados nos cubículos de MT da CLA- μ Grid), uma capacitância não-linear (considerando-se o caso da CLA- μ Grid, têm-se as capacitâncias parasitas da rede interna), ausência de um ponto de conexão com a terra, baixa carga e uma fonte de tensão (geralmente senoidal). Diferentemente da ressonância linear característica dos circuitos elétricos, a qual ocorre apenas para um único valor de capacitância e possui apenas uma solução em regime permanente, o fenômeno da ferrorressonância pode ocorrer para uma ampla faixa de capacitâncias. Este fenômeno causa sobretensões com formas de onda irregulares e com alto conteúdo harmônico, as quais podem provocar danos à isolamento dos equipamentos, resultando na queima dos mesmos. Ademais, na ferrorressonância, a frequência das formas de onda da tensão e da corrente podem ser distintas da fonte de alimentação do circuito. Um exemplo do efeito da ferrorressonância nas tensões medidas pelos TPs do cubículo de MT do transformador do BESS da CLA- μ Grid ocorrida durante um teste inicial de *black start* da microrrede é mostrado na Figura 7.10. Já na Figura 7.11 é mostrado o efeito da ferrorressonância nas tensões medidas pelos TPs do cubículo de MT da subestação SE-CM.

Figura 7.10 – Efeito da ferrorressonância nas tensões medidas a partir dos TPs do cubículo de MT do transformador do BESS da CLA- μ Grid.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 7.11 – Efeito da ferorrressonância nas tensões medidas a partir dos TPs do cubículo de MT do transformador da subestação SE-CM.



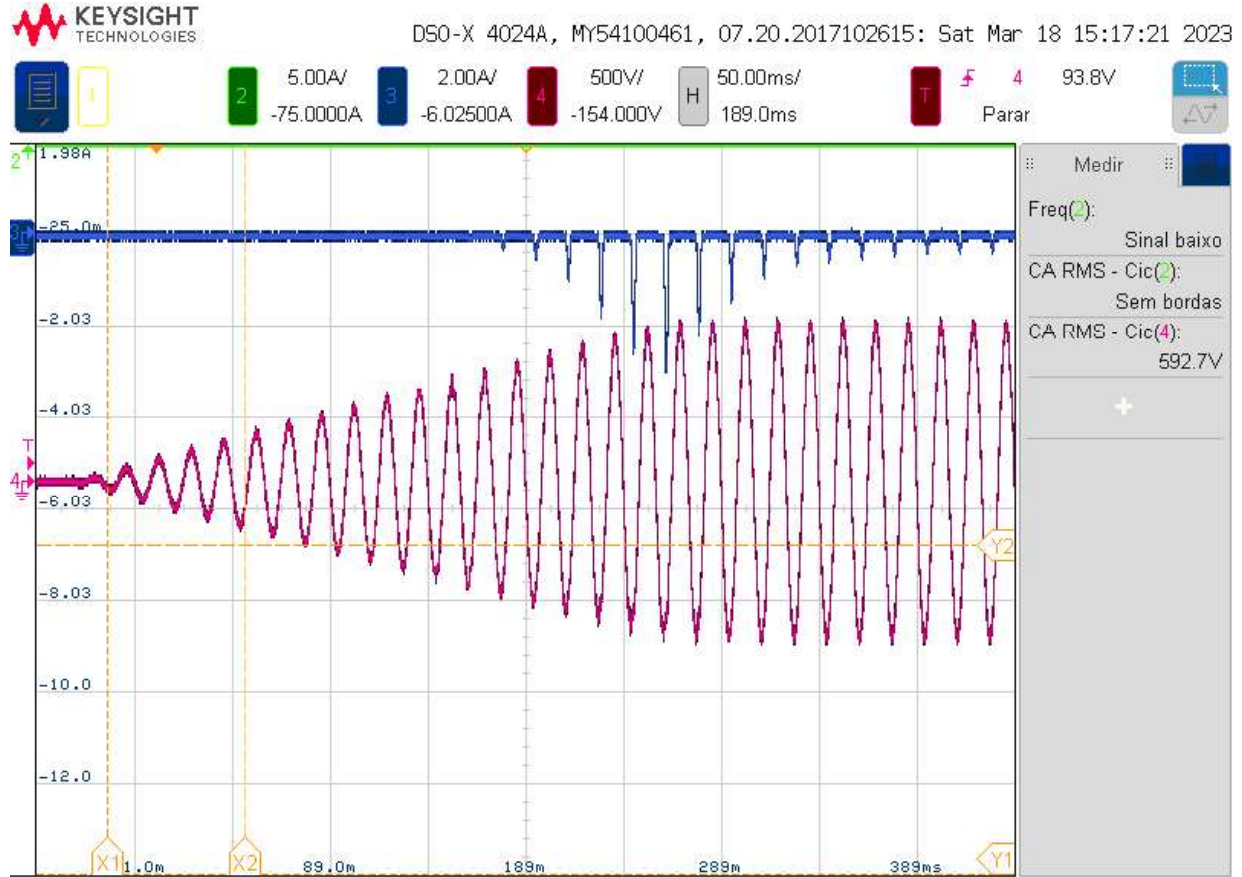
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nota-se da Figura 7.10 e da Figura 7.11 que, em determinado momento da rampa de tensão, o fenômeno da ferorrressonância ocorre em razão da falta de ponto de conexão com a terra da rede interna, da capacitância parasita desta rede e da indutância não-linear dos TPs. Este comportamento irregular das tensões medidas a partir dos TPs ocasionou a atuação das proteções de tensão dos transformadores da rede interna, impedindo a restauração da microrrede em modo *off-grid*.

Observa-se também que este problema, para o caso do *black start* da CLA-μGrid a partir do BESS, ocorreu apenas quando o disjuntor de MT do BESS está fechado, ou seja, quando o BESS está conectado à rede interna a três fios (em Delta), com a microrrede em modo *off-grid*, conforme procedimento descrito na subseção 4.1.5 do Capítulo 4 deste documento. Testes de energização apenas do transformador do BESS (*i.e.*, com o disjuntor de MT de proteção do transformador do BESS), executados com o intuito de investigar a ocorrência da ferorrressonância durante a execução do *black start* da CLA-μGrid, reforçam essa afirmação. O resultado de um desses testes é mostrado na Figura 7.12. A rampa de tensão empregada neste teste foi de 300 ms. As curvas em vermelho e em azul são, respectivamente, a tensão e a corrente na fase ‘A’ do lado de MT do transformador do BESS.

Nota-se da Figura 7.12 que, neste caso, há uma elevação gradativa da tensão sem a presença de conteúdo harmônico ou de sobretensões com formas de onda irregulares, ao contrário do ocorrido no teste que foi ilustrado na Figura 7.10 e na Figura 7.11.

Figura 7.12 – Energização em rampa de tensão do transformador TF3-BESS a partir do PCS do BESS, com o disjuntor DM.BESS aberto.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Como forma de atenuar/mitigar os efeitos da ferorrressonância sobre os TPs dos conjuntos de proteção dos transformadores de interconexão dos DERs e cargas da CLA-μGrid com a rede interna em MT da microrrede, foram instalados resistores de amortecimento no secundário destes TPs. Para TPs com apenas um enrolamento no secundário, como é o caso dos conjuntos de proteção da CLA-μGrid, os valores mínimos recomendados de resistência, R_{amort} , em Ohms, e de potência, P_R , em Watts, dos resistores de amortecimento instalados no secundário dos TPs podem ser calculados a partir de [154]:

$$R_{amort} = \frac{E_s^2}{\alpha P_s - P_{med}} \quad [\Omega] \quad (29)$$

e

$$P_R = \frac{E_s^2}{R_{amort}} \quad [W], \quad (30)$$

onde E_s é a tensão nominal no secundário do TP em volts, α é um fator entre 0,25 e 1, P_s é a potência nominal de saída do TP em VA e P_{med} é a potência necessária para medição em VA.

7.3. Black Start da CLA-μGrid a partir dos GMGs

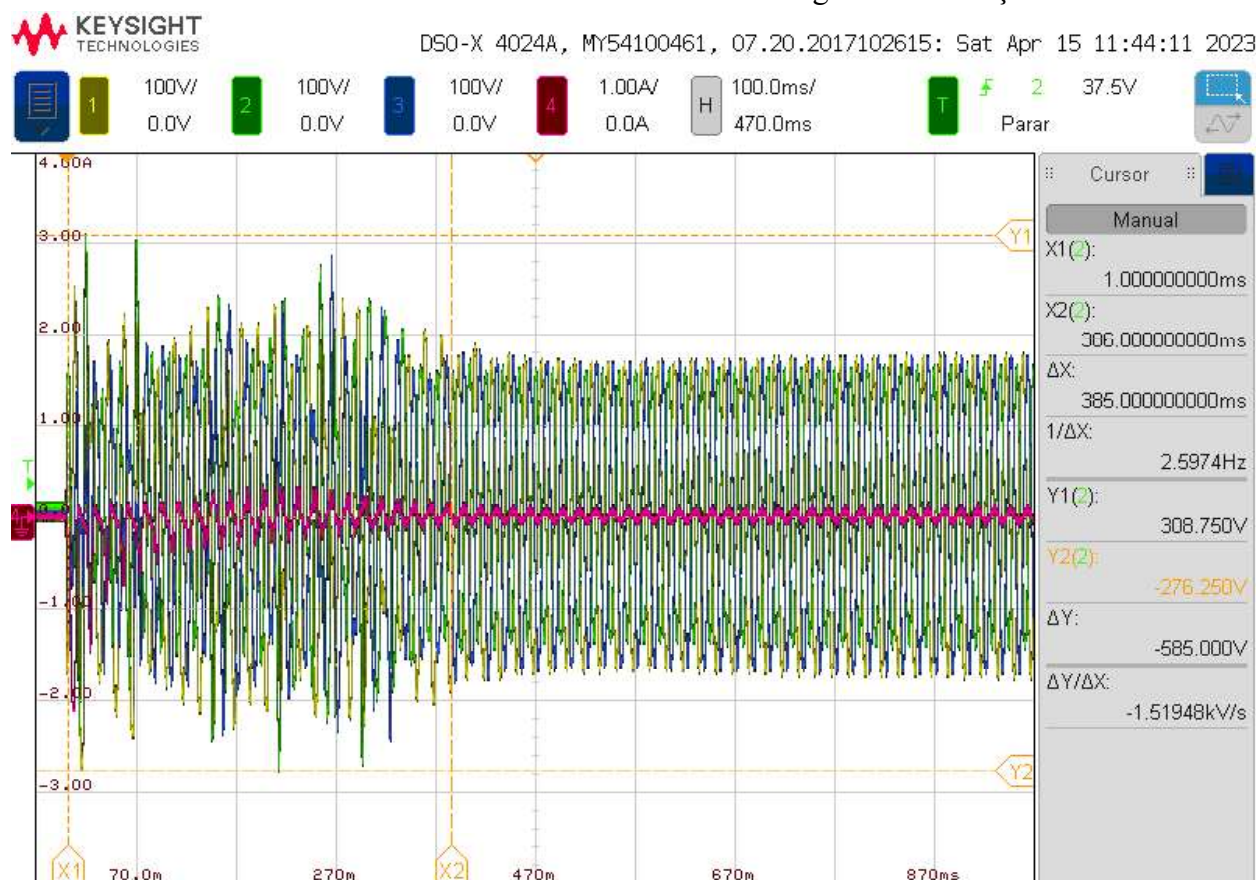
O *black start* da CLA-μGrid a partir dos GMGs da subestação SE-CM foi executado seguindo o procedimento descrito na subseção 4.1.5 do Capítulo 4 deste documento. Uma vez

que estes GMGs não possuem capacidade de partida em rampa de tensão, os transformadores da microrrede, neste caso, foram energizados com aplicação direta de tensão nominal nos terminais dos mesmos.

Os resultados do *black start* da CLA-μGrid a partir dos GMGs são mostrados na Figura 7.13, na Figura 7.14 e na Figura 7.15. A energização dos transformadores antes da entrada das cargas da subestação SE-TLM é mostrada na Figura 7.13, ao passo que o detalhe da corrente de *inrush* e da ocorrência da ferorrressonância durante a energização dos transformadores é mostrada na Figura 7.14. Já na Figura 7.15 é mostrado o efeito da entrada das cargas da subestação SE-TLM após o fim do transitório de energização dos transformadores da rede interna. Nestas figuras, as curvas de cor amarela, azul, verde e vermelha correspondem, respectivamente, às tensões nas fases ‘A’, ‘B’ e ‘C’ e à corrente na fase ‘A’ do lado de MT do transformador da subestação SE-CM.

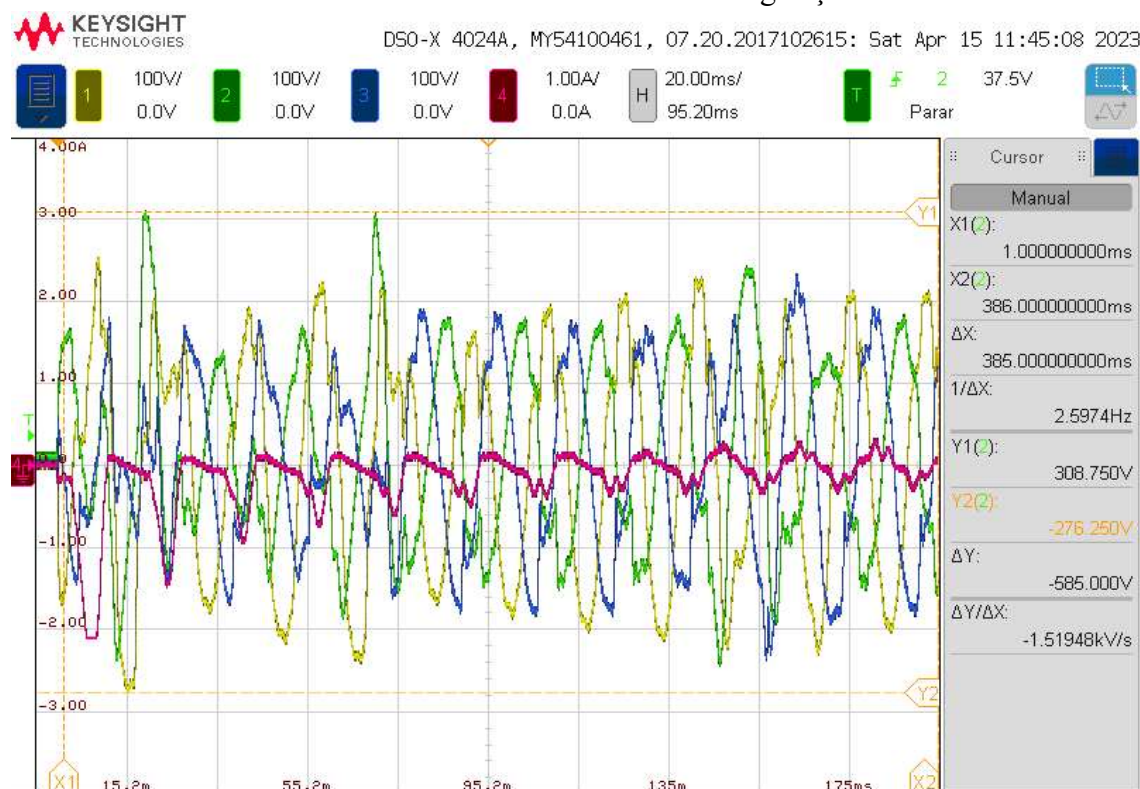
Nota-se da Figura 7.13 que o fenômeno do *inrush* das correntes de energização dos transformadores da rede causa uma distorção na forma de onda das tensões de saída dos GMGs, semelhantemente ao observado nas simulações de *black start* da CLA-μGrid a partir dos GMGs (vide Figura 6.31 e Figura 6.32 da seção 6.4). Observa-se também da Figura 7.13 e da Figura 7.14 que o maior pico de tensão registrado durante essa energização foi de aproximadamente 21,39 kV, o que corresponde a 189 % do valor de pico nominal da rede interna da CLA-μGrid.

Figura 7.13 – *Black start* da CLA-μGrid a partir dos GMGs da SE-CM: energização dos transformadores da rede interna antes da entrada das cargas da subestação SE-TLM.



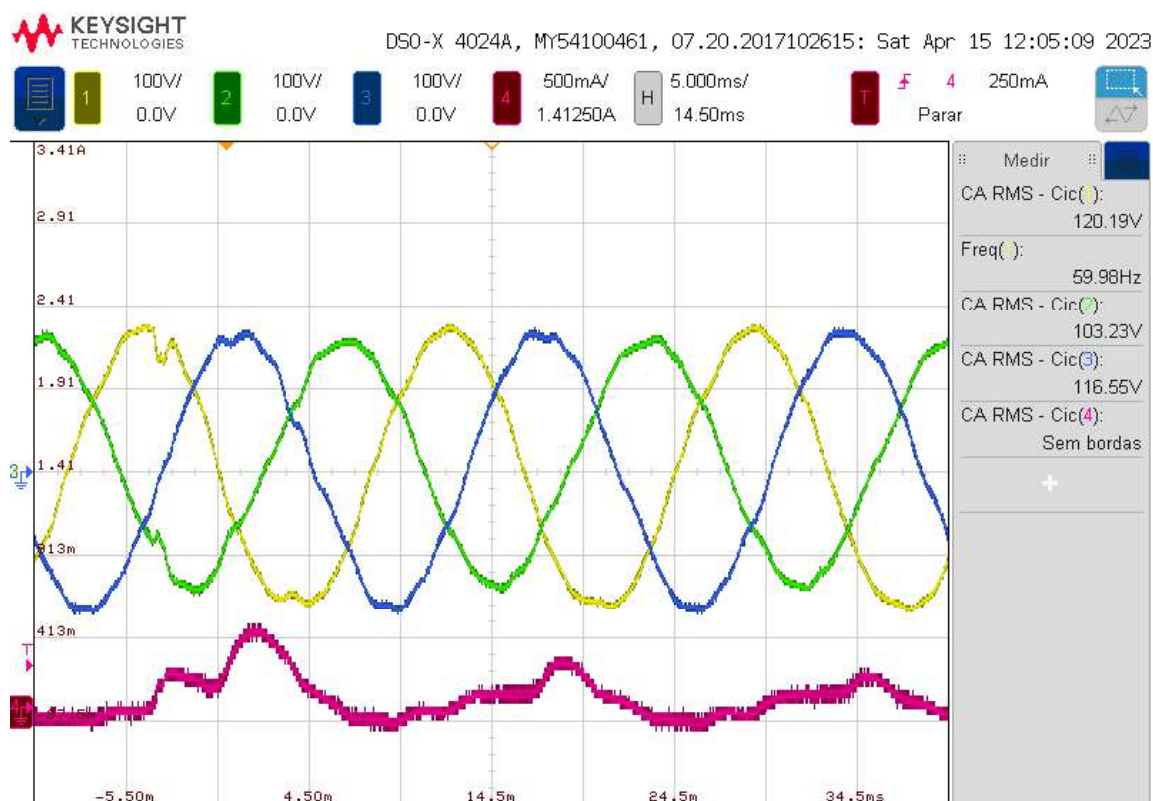
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 7.14 – *Black start* da CLA- μ Grid a partir dos GMGs da SE-CM: detalhe da corrente de *inrush* e da ocorrência de ferorrressonância durante a energização dos transformadores.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 7.15 – *Black start* da CLA- μ Grid a partir dos GMGs da SE-CM: entrada das cargas da SE-TLM.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nota-se da Figura 7.14 que o maior pico de corrente registrado durante a energização dos transformadores foi de aproximadamente 63 A, o que corresponde a cerca de 106% da corrente de pico nominal do transformador de 1 MVA da subestação SE-CM. Observa-se também da Figura 7.15 que a entrada das cargas da subestação SE-TLM causa apenas um efeito momentâneo nas tensões da rede, o qual é mitigado quase instantaneamente.

Capítulo 8:

Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros

O desenvolvimento de soluções de microrredes para o atendimento de diversas aplicações com os mais variados objetivos de natureza operacional, socioeconômica e socioambiental tem se mostrado um tópico de pesquisa de considerável relevância na literatura. Inseridas neste tópico, as MMCs se destinam principalmente para aplicações de IC, atendendo não somente demandas por resiliência e segurança energética próprias deste tipo de aplicação, mas também com potencial de prover ganhos econômicos e ambientais, a depender dos objetivos da aplicação atendida e das capacidades de geração e de gerenciamento de energia destas microrredes. Entretanto, apesar da quantidade considerável de trabalhos na literatura voltados para aspectos centrais do funcionamento das microrredes, tais como o gerenciamento de energia e a proteção das mesmas, verifica-se que ainda há a falta de uma maior diversidade de soluções específicas voltadas para as MMCs, com foco nas demandas, principalmente operacionais, que tais microrredes e as aplicações atendidas por estas carregam consigo.

Neste contexto, o projeto de pesquisa apresentado e detalhado neste documento teve como principais objetivos a elaboração de estratégias de gerenciamento de energia e de proteção específicas para as MMCs. Estas estratégias foram implementadas na prática em um caso real de microrrede crítica com fontes renováveis e despacháveis de energia, a qual foi construída recentemente para atender as instalações do CLA, a saber, a microrrede CLA- μ Grid. Tal MMC foi concebida para prover resiliência e segurança energética durante os períodos de campanha de lançamento de foguetes desta base aeroespacial, e também reduzir a conta de energia e a emissão de gases poluentes pela queima de combustível fóssil durante os momentos de operação regular sem a execução de lançamentos. Assim, para o desenvolvimento deste projeto de pesquisa, foi seguida uma metodologia de desenvolvimento da pesquisa que envolveu:

- i. Caracterização das MMCs e das especificidades operacionais destas microrredes, tais como as aplicações a que as mesmas se destinam, os principais objetivos em termos técnicos econômicos e ambientais, a composição de DERs e a relação entre as capacidades de geração e de armazenamento de energia dos mesmos em relação às cargas atendidas, dentre outros aspectos relacionados;
- ii. Pesquisas bibliográficas a respeito das soluções propostas na literatura para os temas específicos de gerenciamento de energia e de proteção de microrredes de forma geral, e também de soluções específicas para MMCs. A partir de tais pesquisas foi possível construir um panorama das estratégias que vêm sendo desenvolvidas na literatura para estes temas, das propostas específicas para aplicações com requisitos por resiliência e segurança energética, e também das possibilidades de proposição de soluções voltadas para as MMCs;
- iii. Elaboração de uma estratégia de gerenciamento de energia para MMCs, considerando também o atendimento às demandas e especificidades da CLA- μ Grid, que é a MMC objeto de estudo de caso do projeto de pesquisa detalhado neste documento. A estratégia de gerenciamento de energia para MMCs proposta é

baseada em regras pré-definidas para atuação do EMS em diferentes cenários operacionais de regime permanente e de transições, com previsão de ações para contingências N-1, e inclui também uma metodologia de execução de *black start* para microrredes com rede interna em MT. As premissas adotadas para a elaboração do RBEMS proposto foram a caracterização quanto à criticidade dos cenários operacionais que a MMC pode assumir, os objetivos considerados para cada tipo de cenário (*i.e.*, resiliência e segurança energética para cenários críticos e redução da fatura de energia e de emissões poluentes para cenários não-críticos), e as recomendações de normas internacionais aplicáveis às microrredes de forma geral;

- iv. Elaboração de uma estratégia de proteção para MMCs que leva em consideração requisitos básicos de coordenação e seletividade e também as demandas específicas das aplicações atendidas por estas microrredes. Desta forma, o esquema de proteção para MMCs foi elaborado com base não somente na preservação da integridade dos componentes da microrrede a ser protegida, mas também com o objetivo de evitar desligamentos indevidos que possam comprometer a resiliência e a segurança energética da MMC. As filosofias de proteção empregadas consideram quatro grupos de funções de proteção, a saber, proteções contra sobrecorrentes, de tensão, de frequência e de sincronismo. Também foram consideradas ações específicas para situações de ocorrência de faltas monofásicas fase-terra para sistemas sem ponto de conexão com a terra em modo *off-grid*, e também de abertura de uma fase da rede interna que pode causar desligamento indevido de DERs e de cargas. O risco de tais situações ocorrerem foi identificado para o caso a CLA- μ Grid, porém se verifica que as mesmas também podem ocorrer em outras microrredes críticas ou não, com potencial de prejudicar a correta operação e a resiliência do sistema. O esquema de proteção elaborado também considera o papel que o EMS pode assumir como auxiliar do esquema de proteção da MMC;
- v. Avaliação das estratégias elaboradas de gerenciamento de energia a partir de simulações em ambiente computacional e de testes de comissionamento em campo da CLA- μ Grid. Nesta etapa, as simulações e os testes experimentais realizados tiveram como foco principal a avaliação do desempenho do RBEMS proposto durante as transições entre os modos de operação e também o *black start* a partir de DERs com capacidade de formação de rede em modo *off-grid*, com possibilidade de partida em rampa (BESS da CLA- μ Grid) e sem possibilidade de partida em rampa (GMGs da CLA- μ Grid). A atenção maior para o desempenho do RBEMS proposto nestes cenários de transição e de restauração da rede interna em modo *off-grid* se deve ao fato de que a execução bem sucedida de tais cenários, juntamente a manutenção do balanço dinâmico de potência em modo *off-grid*, é de extrema importância para garantir a resiliência e a segurança energética da microrrede gerenciada. Ademais, conforme detalhado no Capítulo 4, o único cenário da CLA- μ Grid considerado como crítico é o regime no modo *on-grid* planejado, o qual corresponde às campanhas de lançamento. Dessa forma, as simulações computacionais e testes experimentais realizados também consideraram o balanço

de potência em modo *off-grid* após as transições programadas e não-programadas, e também após o *black start* da microrrede a partir do BESS e a partir dos GMGs.

Os resultados obtidos com as simulações e os testes experimentais realizados demonstram que as estratégias elaboradas para o gerenciamento de energia de MMCs demonstraram um bom desempenho durante os cenários de transições entre os modos de operação em regime, de operação em modo *off-grid* planejado e não planejado, e também de *black start* seguindo o procedimento proposto para tal. O RBEMS implementado na CLA- μ Grid demonstrou ser capaz de atingir os objetivos pretendidos para a microrrede relacionados à manutenção da alimentação ininterrupta das cargas durante as transições, do balanço de potência durante a operação em modo *off-grid* e à restauração da rede interna ilhada após a ocorrência de um *blackout*. Os testes de comissionamento da microrrede objeto de estudo de caso deste projeto de pesquisa também possibilitaram a verificação de alguns problemas práticos que podem prejudicar o correto funcionamento de uma microrrede e das estratégias concebidas para o gerenciamento de energia e a proteção da mesma. Especificamente, os problemas verificados foram:

- O desbalanceamento das tensões de fase registradas pelos instrumentos de medição dos conjuntos de proteção de uma microrrede sem ponto de conexão com a terra em modo *off-grid*. Este desbalanceamento pode prejudicar o funcionamento adequado da proteção, maximizando eventuais desequilíbrios nas tensões medidas pelos TPs dos conjuntos de proteção. Uma forma de solucionar este desbalanceamento é justamente garantir que a microrrede possua um ponto de conexão à terra quando estiver operando em modo *off-grid*. Para tal, considerando por exemplo uma microrrede com rede interna em MT, como é o caso da CLA- μ Grid, pode-se optar pela instalação de um transformador de aterramento para prover uma impedância de aterramento que suprima o efeito das capacitâncias parasitas da rede e minimize o desequilíbrio na impedância resultante vista no primário dos TPs. A viabilidade da instalação deste equipamento na CLA- μ Grid está atualmente sendo estudada pela equipe responsável pela implementação da microrrede;
- O risco de surgimento de sobretensões durante transitórios de transições não-programadas do modo *on-grid* para o modo *off-grid* quando os DERs estão inicialmente injetando uma potência superior à carga interna da microrrede, e também exportando energia para a rede externa, no momento da ocorrência do ilhamento não-programado. A depender da magnitude e da duração, estas sobretensões podem causar a atuação de proteções e, consequentemente, prejudicar o fornecimento de energia às cargas da microrrede durante e após a execução da transição para o modo *off-grid*. A minimização da magnitude destas sobretensões depende da dinâmica dos DERs da microrrede e da capacidade dos mesmos de absorver a corrente que inicialmente está sendo injetada na rede externa no momento da abertura do dispositivo do PCC;
- O risco de ocorrência do fenômeno da ferorressonância nos TPs dos conjuntos de proteção de uma microrrede sem ponto de conexão com a terra durante uma restauração em modo *off-grid* com inicialização em rampa de tensão a partir de um

DER com capacidade de formação de rede. Para o caso da CLA- μ Grid, a ocorrência deste fenômeno foi observada durante os testes em campo de *black start* a partir do BESS. As sobretensões com formas de onda irregulares e alto conteúdo harmônico, e também as formas de onda da tensão e da corrente distintas da fonte de alimentação do circuito, causadas pela ferorressonância, podem resultar em danos na isolação dos TPs e na atuação indevida de proteções, impedindo que o processo de restauração da microrrede seja bem sucedido. Uma alternativa para mitigar os efeitos da ferorressonância sobre os TPs dos conjuntos de proteção consiste na instalação de resistores de amortecimento no secundário destes TPs. Esta solução foi empregada no caso da CLA- μ Grid, atenuando consideravelmente os efeitos da ferorressonância sobre os TPs.

O uso do caso da CLA- μ Grid como base de implementação para o esquema de proteção elaborado para MMCs permitiu a verificação de situações específicas de cunho prático passíveis de ocorrer em microrredes com rede interna em MT e/ou compostas por DERs e cargas baseadas em máquinas rotativas (e também por IIDERs). Estas situações podem trazer prejuízos à operação e aos componentes da microrrede, ou mesmo causar desligamentos indesejados de DERs. Estes desligamentos são especialmente não recomendáveis para as MMCs, que fazem uso da redundância de fontes de geração e armazenamento de energia como forma de garantir a resiliência e a segurança energética às cargas. Dessa forma, o emprego de funções de proteção específicas, tais como a 59N e a 46, para identificarem anormalidades no sistema e atuarem em situações nas quais outras funções mais tradicionais contra sobrecorrentes não são sensibilizadas, revela-se de especial importância para as MMCs. A elaboração do esquema de proteção para a CLA- μ Grid também possibilitou a verificação, na prática, do papel que o EMS pode assumir de forma a auxiliar o esquema de proteção com ações específicas voltadas à preservação de resiliência da microrrede e da integridade dos próprios componentes que integram a proteção, tais como TPs.

A seguir são listadas as contribuições do projeto de pesquisa apresentado neste documento.

8.1. Contribuições da Pesquisa

Em suma, as principais contribuições deste projeto de pesquisa são:

- Apresentação de uma caracterização das MMCs baseada em aspectos operacionais, tais como os objetivos principais e secundários a serem alcançados, as funcionalidades pretendidas para alcançar estes objetivos, a infraestrutura de geração e armazenamento de energia locais e as principais aplicações das MMCs;
- Desenvolvimento de estratégias de atuação e de funcionalidades de um RBEMS destinado ao gerenciamento de uma MMC durante diversos cenários de operação em regime permanente e de transições cujos objetivos são: (i) maximizar a resiliência e a segurança energética da aplicação de IC atendida durante os cenários operacionais considerados críticos; e (ii) reduzir os custos com compra de energia elétrica e as emissões de gases poluentes por queima de combustível fóssil durante cenários não-críticos;

- Desenvolvimento de uma metodologia de execução de *black start* para microrredes com rede interna em MT que tem como objetivo minimizar o efeito das correntes de *inrush* de energização de transformadores de interconexão de DERs e cargas com a rede em MT, evitando a atuação indevida de proteções contra sobrecorrentes de IIDERs com capacidade de formação de rede que inviabilizariam a conclusão bem sucedida do processo de restauração da microrrede;
- Elaboração de um esquema de proteção para MMCs com filosofias de coordenação e seletividade para a operação no modo *on-grid* e no modo *off-grid* que levam em consideração preceitos fundamentais de proteção em conjunto com os objetivos específicos das MMCs. O esquema de proteção elaborado inclui o uso conjunto de funções contra sobrecorrentes, de tensão, de frequência e de sincronismo, o emprego de funções dedicadas para atuação em casos de defeitos específicos que podem não ser identificados por funções de proteção mais tradicionais, e ações que o EMS pode assumir de forma a auxiliar o esquema de proteção;
- Implementação e avaliação das estratégias desenvolvidas e elaboradas para o gerenciamento de energia e para a proteção de MMCs em um caso real de uma microrrede construída para atender uma aplicação com demandas explícitas por resiliência e segurança energética durante cenários críticos de operação da mesma, e também com demandas de cunho econômico e ambiental durante momentos de operação considerados não-críticos da referida aplicação;
- Registro e propostas de soluções de alguns problemas práticos observados durante a implementação das estratégias concebidas para o gerenciamento de energia e a proteção de MMCs em um caso real de microrrede construída para atender a uma aplicação de IC.

A seguir são apresentadas algumas propostas de trabalhos futuros para os temas abordados neste projeto de pesquisa.

8.2. Propostas de Trabalhos Futuros

Considerando os temas abordados pelo presente projeto de pesquisa, as contribuições alcançadas com o projeto, as perspectivas de disseminação do conceito de IC e também das MMCs como alternativas atrativas para aplicações de energia consideradas críticas para os países e a sociedade com um todo, e a importância dos sistemas de gerenciamento de energia e de proteção para o correto funcionamento das microrredes em geral, elenca-se a seguir algumas propostas de trabalhos futuros:

- Estudos para avaliação detalhada em médio e longo prazo dos ganhos técnicos, econômicos e ambientais que as MMCs podem proporcionar usando as estratégias elaboradas neste projeto de pesquisa;
- Propostas de EMS dedicados ao gerenciamento de MMCs e que empreguem estratégias de atuação diversas dos sistemas baseados em regras (*e.g.*, MLIP, métodos estocásticos, algoritmos evolutivos, sistemas multiagentes, etc.) de forma individual e/ou conjunta;

- Proposição de esquemas de proteção para MMCs baseados em metodologias consideradas menos tradicionais do que a estratégia baseada em sobrecorrentes, tais como proteção adaptativa, por distância, baseada no reconhecimento de padrões, etc.;
- Desenvolvimento de estratégias de controle em nível de dispositivo e de compartilhamento de carga para conversores de potência de DERs que integram MMCs, e também de estratégias de controle secundário que levem em consideração os objetivos das MMCs;
- Estudos para quantificação da resiliência de uma microrrede com características semelhantes às da CLA- μ Grid, usando métricas e figuras de mérito empregadas para a avaliação da confiabilidade e da resiliência de sistemas elétricos, e com análise de cenários de operação envolvendo diferentes composições de DERs e topologias de rede;
- Proposição de métodos de avaliação e/ou criação de figuras de mérito para a quantificação de resiliência próprios para microrredes, e que levem em consideração as características e os objetivos próprios destas últimas, em comparação com os métodos empregados para os sistemas elétricos de potência radiais de grande porte;
- Estudos para avaliação de ganhos de confiabilidade de energia da QEE que podem ser proporcionados pelas MMCs em comparação com as microrredes que não são concebidas para atender demandas por resiliência e segurança energética;
- Propostas de elaboração e avaliação modelos de negócio e de *benchmarking* voltados para a concepção e implementação de MMCs para aplicações militares e demais aplicações de IC, tais como sistemas de transporte, de abastecimento de água e demais suprimentos, hospitalares, dentre outras;
- Análises voltadas para avaliar os pactos das latências das redes de comunicação e dos tempos de respostas dos DERs e demais dispositivos gerenciáveis das microrredes no gerenciamento de energia das mesmas.

Referências

- [1] A. Hirsch, Y. Parag e J. Guerrero, "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 402-411, 03 April 2018.
- [2] M. H. Saeed, W. Fangzong, B. A. Kalwar e S. Iqbal, "A Review on Microgrids' Challenges & Perspectives," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 166502 - 166517, 13 December 2021.
- [3] United Nations, "Energy Statistics Pocketbook," New York, NY, USA, 2018.
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable Capacity Statistics 2019," IRENA, Abu Dhabi, 2019.
- [5] R. H. Lasseter, "MicroGrids," *IEEE 2002 Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 305-308, 2002.
- [6] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stevens, J. Dagle, R. Guttromson e e. al, "The CERTS MicroGrid Concept - White Paper on Integration of Distributed Energy Resources," *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*, 2002.
- [7] B. Lasseter, "Microgrids [distributed power generation]," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 146-149, 2001.
- [8] S. N. Bhaskara e B. H. Chowdhury, "Microgrids - A review of modeling, control, protection, simulation and future potential," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, 2012.
- [9] G. Venkataramanan e M. Illindala, "Microgrids and sensitive loads," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 315-322, 2002.
- [10] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou e N. Hatziaargyriou, "Making microgrids work," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, pp. 40-53, 2008.
- [11] M. F. Zia, E. Elbouchikhi e M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects," *Applied Energy*, vol. 222, pp. 1033-1055, 15 July 2018.
- [12] IEEE, *IEEE Std 2030.7-2017 - IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers*, IEEE, 2017.
- [13] IEEE, *IEEE Std 2030.9-2019 - Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid*, 2019, pp. 1 - 46.
- [14] D. T. Smith e T. M. A., "The US department of energy's microgrid initiative," *The Electricity Journal*, vol. 25, pp. 84-94, 2012.
- [15] C. Marnay, C. Abbey, G. Joos, K. Ash, S. Bando, M. Braun, S. Chatzivasileiadis, J. Driesen, N. Hatziaargyriou, R. Iravani, G. Jimenez, F. Katiraei, P. Lombardi, K. Lynch, P. Mancarella, D. Moneta, C. Moreira, A. Oudalov, M. Khatatb e G. Morris, "Microgrids 1 - Engineering, Economics & Experience," *CIGRE Study Committee C6*, pp. 1-144, 2015.
- [16] P. Piagi e R. H. Lasseter, "Autonomous Control of MicroGrids," *IEEE 2006 Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-8, 2006.
- [17] IEC, *IEC TS 62898-1:2017 - Microgrids - Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification*, IEC, 2017.
- [18] Associação Brasileira de Microrredes (ABMR), "ABMR lidera a elaboração da primeira Norma Técnica Brasileira sobre padrões de microrredes junto à COBEI," ABMR, 02 Junho 2021. [Online]. Available: <https://microrredes.org.br/noticias/4>. [Acesso em 11 Dezembro 2022].
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Análise para normatização de recursos energéticos distribuídos é divulgada pela ANEEL," Ministério de Minas e Energia, 14 Junho 2022. [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/analise-para-normatizacao-de-recursos-energeticos-distribuidos-e-divulgada-pela-aneel>. [Acesso em 11 Dezembro 2022].
- [20] Asian Development Bank (ADB), "Handbook on Battery Energy Storage System," ADB,

Mandaluyong City, 2018.

- [21] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Global Renewables Outlook Summary - Energy Transformation 2050," IRENA, 2020.
- [22] IEEE, "IEEE Std 1547™-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," 2018.
- [23] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica," 01 01 2017. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. [Acesso em 09 02 2017].
- [24] C. A. Cañizares, R. Palma-Behnke, D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, G. A. Jiménez-Estévez e N. D. Hatziaargyriou, "Trends in Microgrid Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 1905-1919, July 2014.
- [25] J. Wang, C. Zhao, A. Pratt e M. Baggu, "Design of an advanced energy management system for microgrid control using a state machine," *Applied Energy*, vol. 228, pp. 2407-2421, 2018.
- [26] E. Mengelkamp, J. Gärtner, K. Rock, S. Kessler, L. Orsini e C. Weinhardt, "Designing microgrid energy markets - A case study: The Brooklyn Microgrid," *Applied Energy*, vol. 210, pp. 870-880, 15 January 2018.
- [27] M. F. Zia, M. Benbouzid, E. Elbouchikhi, S. M. Mueen, A. i. o. K. Techato e A. i. o. J. M. Guerrero, "Microgrid Transactive Energy: Review, Architectures, Distributed Ledger Technologies, and Market Analysis," *IEEE Access*, pp. 19410-19432, 22 January 2020.
- [28] A. A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, B. C. Kaun, D. M. Rastler, S. B. Chen, A. L. Cotter, D. T. Bradshaw e W. D. Gauntlett, "DOE/ERPI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, Albuquerque, NM, USA: Sandia National Laboratories, 2015.
- [29] IEEE, *IEEE Std 2030.11™-2021 - IEEE Guide for Distributed Energy Resources Management Systems (DERMS) Functional Specification*, New York, NY, USA: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2021.
- [30] IEEE Standards Association, *IEEE Std 2030.2.1™-2019 - IEEE Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems, both Stationary and Mobile, and Applications Integrated with Electric Power Systems*, New York, NY, USA: IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, 2019.
- [31] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor e F. Blaabjerg, "Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges," *IEEE Access - Special Section on Advanced Energy Storage Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges*, vol. 6, pp. 35143-35164, 12 July 2018.
- [32] A. Vasilakis, I. Zafeiratou, D. T. Lagos e N. D. Hatziaargyriou, "The Evolution of Research in Microgrids Control," *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 331-343, 12 October 2020.
- [33] A. A. K. Arani, G. B. Gharehpetian e M. Abedi, "Review on Energy Storage Systems Control Methods in Microgrids," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 745-757, May 2019.
- [34] A. Dagar, P. Gupta e V. Niranjana, "Microgrid protection: A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, pp. 1-20, 3 July 2021.
- [35] L. Meng, E. R. Sanseverino, A. Luna, T. Dragicevic, J. C. Vasquez e J. M. Guerrero, "Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1263-1273, July 2016.
- [36] Cybersecurity and Infrastructure Security Agency, "Critical Infrastructure Sectors," US Government, 21 October 2020. [Online]. Available: <https://www.cisa.gov/critical-infrastructure-sectors>. [Acesso em 01 December 2022].
- [37] M. Ray, "State of Resilience: Critical Infrastructure and the 9/11 Commission Report," *Homeland Security Today (HSToday)*, 14 September 2021. [Online]. Available:

- <https://www.hstoday.us/subject-matter-areas/infrastructure-security/state-of-resilience-critical-infrastructure-and-the-9-11-commission-report/>. [Acesso em 01 December 2022].
- [38] US Department of Homeland Security, *National Infrastructure Protection Plan*, Washington DC: Cybersecurity and Infrastructure Security Agency, 2013.
 - [39] United Nations Office of Counter Terrorism, *The protection of critical infrastructures against terrorist attacks: Compendium of good practices*, United Nations, 2018.
 - [40] Presidência da República - Secretaria-Geral - Subchefia para Assuntos Jurídicos, *DECRETO Nº 10.569, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2020 - Estratégia Nacional de Segurança de Infraestruturas Críticas*, Brasília - DF: República Federativa do Brasil, 2020.
 - [41] WEG, “WEG fornece Sistema de Armazenamento de Energia e Controle de Microrrede para o Centro de Lançamento de Alcântara,” WEG, 04 Maio 2021. [Online]. Available: <https://www.weg.net/institutional/PG/pt/news/produtos-e-solucoes/weg-fornece-sistema-de-armazenamento-de-energia-e-controle-de-microrrede-para-o-centro-de-lancamento-de-alcantara>. [Acesso em 01 Dezembro 2022].
 - [42] Equatorial Energia, “Centro Espacial de Alcântara recebe investimentos em tecnologia de ponta para sua modernização tecnológica,” Equatorial Energia, 2022. [Online]. Available: <https://ma.equatorialenergia.com.br/2021/05/centro-espacial-de-alcantara-recebe-investimentos-em-tecnologia-de-ponta-para-sua-modernizacao-tecnologica/>. [Acesso em 01 Dezembro 2022].
 - [43] M. Shahparasti, H. Laaksonen, K. Kauhaniemi, P. Lauttamus, S. Strandberg e J. Strandberg, “Inrush Current Management During Medium Voltage Microgrid Black Start With Battery Energy Storage System,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 42287 - 42296, 18 April 2022.
 - [44] R. Hamilton, “Analysis of Transformer Inrush Current and Comparison of Harmonic Restraint Methods in Transformer Protection,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, pp. 1890-1899, August 2013.
 - [45] NOJA Power, “What is Inrush Restraint? (Technical Article),” NOJA Power, November 2021. [Online]. Available: <https://www.nojapower.com.au/expertise/2021/what-is-inrush-restraint>. [Acesso em 30 November 2022].
 - [46] IEC, *IEC TS 62898-3-1:2020 - Microgrids - Part 3-1: Technical requirements - Protection and dynamic control*, IEC, 2020.
 - [47] R. Giachetti, C. Peterson, D. Van Bossuyt e G. Parker, “Systems Engineering Issues in Microgrids for Military Installations,” em *INCOSE International Symposium*, Virtual Conference, 2020.
 - [48] C. J. Peterson, D. L. Van Bossuyt, R. E. Giachetti e G. Oriti, “Analyzing Mission Impact of Military Installations Microgrid for Resilience,” *MDPI Systems*, vol. 9, 2021.
 - [49] D. Gutierrez-Rojas, P. H. J. Nardelli, G. Mendes e P. Popovski, “Review of the State of the Art on Adaptive Protection for Microgrids Based on Communications,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, pp. 1539-1552, March 2021.
 - [50] T. Khalili e A. Bidram, “Distributed control approaches for microgrids,” em *Anvari-Moghaddam, A., Abdi, H., Mohammadi-Ivatloo, B., Hatziargyriou, N. (eds) Microgrids. Power Systems.*, Springer, Cham, 2021, p. 275–288.
 - [51] Z. Bie, Y. Lin, G. Li e F. Li, “Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, pp. 1253-1266, July 2017.
 - [52] J. J. He, D. L. V. Bossuyt e A. Pollman, “Experimental Validation of Systems Engineering Resilience Models for Islanded Microgrids,” *MDPI Systems*, vol. 10, pp. 1-24, 06 December 2022.
 - [53] W. Rickerson, K. Zitelman e K. Jones, “Valuing Resilience for Microgrids: Challenges, Innovative Approaches and State Needs,” National Association of State Energy Officials (NASEO), Washington, DC, 2022.
 - [54] Z. Bie, Y. Lin e F. Li, “Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, pp. 1253-1266, July 2017.
 - [55] W. W. Anderson, “Smart Power Infrastructure Demonstration for Energy Reliability and Security (SPIDERS) Final Report,” US Naval Facilities Engineering Command, Pearl Harbor, Hawaii,

- USA, 2015.
- [56] S&C Electric Company, "Case Study Microgrid: Mission-Critical Military Base Enhances Power Resiliency with S&C's Microgrid," 09 November 2020. [Online]. Available: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/public---documents/documents---all-documents/case-study-2000-1002.pdf?dt=638069009044218619>. [Acesso em 17 Dezembro 2022].
 - [57] D. Espín-Sarzosa, R. Palma-Behnke e O. Núñez-Mata, "Energy Management Systems for Microgrids: Main Existing Trends in Centralized Control Architectures," *MDPI Energies*, vol. 13, 22 January 2020.
 - [58] J. Kliem e D. McGinn, "Ingredients for a Microgrid at U.S. Department of Defense Installations [Technology Leaders]," *IEEE Electrification Magazine*, vol. 8, pp. 6 - 120, 01 December 2020.
 - [59] J. Mallery, D. L. V. Bossuyt e A. Pollman, "Defense Installation Energy Resilience for Changing Operational Requirements," *MDPI Designs*, vol. 6, pp. 1-27, 03 March 2022.
 - [60] US Department of Defense, "2021 Annual Energy Management and Resilience Report (AEMRR)," 2022.
 - [61] SAFT Batteries, "Go Electric's microgrid system keeps US Marine Corps tank training range at Twentynine Palms, California, 100% resilient and operational 24/7," February 2022. [Online]. Available: <https://www.saftbatteries.com/case-studies/go-electric%E2%80%99s-microgrid-system-keeps-us-marine-corps-tank-training-range-twentynine>. [Acesso em 17 Dezembro 2022].
 - [62] SAFT Batteries, "A Resilient Microgrid Solution Designed to Maximize the Solar Arrays, Enhance the Efficiency of the Existing Generator System," SAFT Batteries, February 2022. [Online]. Available: <https://www.saftbatteries.com/resilient-power-solutions-microgrids>. [Acesso em 17 Dezembro 2022].
 - [63] E. Wood, "Military Microgrid at Parris Island Promises to Ensure Reliable Energy," Microgrid Knowledge, 20 June 2019. [Online]. Available: <https://www.microgridknowledge.com/editors-choice/article/11429620/ameresco8217s-parris-island-military-microgrid-goes-live>. [Acesso em 17 Dezembro 2022].
 - [64] E. Wood, "Parris Island Military Microgrid Promises to Ensure Reliable, Secure Energy," Microgrid Knowledge, 04 December 2017. [Online]. Available: <https://www.microgridknowledge.com/resources/white-papers/article/11430922/parris-island-military-microgrid-promises-to-ensure-reliable-secure-energy>. [Acesso em 17 Dezembro 2022].
 - [65] U.S. DOE Southeast CHP TAP, "Project Profile: Marine Corps Recruit Depot Parris Island 3.5 MW CHP + Microgrid," July 2021. [Online]. Available: https://chptap.ornl.gov/profile/121/MCRDParrisIsland-Project_Profile.pdf. [Acesso em 13 February 2023].
 - [66] G. J. Falco e W. R. Webb, "Water Microgrids: The Future of Water Infrastructure Resilience," *Procedia Engineering*, vol. 118, pp. 50-57, 2015.
 - [67] F. Aros-Vera, S. Gillian, A. Rehmar e L. Rehmar, "Increasing the resilience of critical infrastructure networks through the strategic location of microgrids: A case study of Hurricane Maria in Puerto Rico," *International Journal of Disaster Risk Reduction*, vol. 55, March 2021.
 - [68] International Microgrid Symposiums, "Microgrid Examples and Demonstrations - Fort Carson Microgrid," 2022. [Online]. Available: <https://microgrid-symposiums.org/microgrid-examples-and-demonstrations/fort-carson-microgrid/>. [Acesso em 17 Dezembro 2022].
 - [69] R. Hamanaka e S. Obara, "Study on the fuel consumption in the Antarctica Showa Base microgrid," em *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi'an, China, 2016.
 - [70] US Department of the Navy, "Installation energy Resilience Strategy," February 2020. [Online]. Available: <https://www.secnav.navy.mil/eie/Documents/DON-Installation-Energy-Resilience-Strategy.pdf>. [Accessed 13 February 2023].
 - [71] W. M. Sheedy and A. Bloodgood, "Naval Station Guantanamo Bay ESPC," 2020. [Online]. Available: <https://archive.naesco.org/data/energymeetings/presentations/William%20Sheedy%20and%20Alan>

- %20Bloodgood%20--%20Naval%20Station%20Guantanamo%20Bay%20ESPC.pdf. [Accessed 13 February 2023].
- [72] ABB, “Onboard Microgrid - A compact DC distribution solution for easy connection to green power sources,” ABB, 2022. [Online]. Available: <https://new.abb.com/marine/systems-and-solutions/electric-solutions/onboard-microgrid>. [Acesso em 17 Dezembro 2022].
 - [73] S. Leonori, M. Paschero, F. Massimo, F. Mascioli e A. Rizzi, “Optimization strategies for Microgrid energy management systems by Genetic Algorithms,” *Applied Soft Computing*, vol. 86, pp. 1-14, January 2020.
 - [74] Z. Cheng, J. Duan e M.-Y. Chow, “To Centralize or to Distribute: That Is the Question: A Comparison of Advanced Microgrid Management Systems,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 12, pp. 6-24, 2018.
 - [75] Y. Khayat, Q. Shafiee, R. Heydari, M. Naderi, T. Dragičević, J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, M. Fathi, F. Blaabjerg, J. M. Guerrero e H. Bevrani, “On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 35, pp. 6482-6500, June 2020.
 - [76] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. d. Vicuna e M. Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vols. %1 de %285, Issue 1, pp. 158-172, 12 August 2011.
 - [77] International Society of Automation (ISA), “ISA95, Enterprise-Control System Integration,” ISA, 2022. [Online]. Available: <https://www.isa.org/standards-and-publications/isa-standards/isa-standards-committees/isa95>. [Acesso em 14 Dezembro 2022].
 - [78] A. Bidram e A. Davoudi, “Hierarchical Structure of Microgrids Control System,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vols. %1 de %23, No. 4, pp. 1963-1976, December 2012.
 - [79] N. Hatziargyriou, *Microgrids - Architectures and Control*, West Sussex, United Kingdom: John Wiley and Sons Ltd, 2014.
 - [80] S. Leonori, A. Martino, F. M. F. Mascioli e A. Rizzi, “Microgrid Energy Management Systems Design by Computational Intelligence Techniques,” *Applied Energy*, vol. 227, pp. 1-19, 01 November 2020.
 - [81] S. Ali, Z. Zheng, M. Aillerie, J.-P. Sawicki, M.-C. Péra e D. A. Hissel, “Review of DC Microgrid Energy Management Systems Dedicated to Residential Applications,” *MDPI Energies*, vol. 14, 17 July 2021.
 - [82] G. S. Thirunavukkarasu, M. Seyedmahmoudian, E. Jamei, B. Horan, S. Mekhilef e A. Stojcevski, “Role of optimization techniques in microgrid energy management systems—A review,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 23, September 2022.
 - [83] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. Ismail e M. Moghavvemi, “Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 821-835, September 2016.
 - [84] J. Almada, R. Leão, R. Sampaio e G. Barroso, “A centralized and heuristic approach for energy management of an ac microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1396-1404, 2016.
 - [85] A. Merabet, K. T. Ahmed, H. Ibrahim, R. Beguenane e A. M. Y. M. Ghias, “Energy Management and Control System for Laboratory Scale Microgrid Based Wind-PV-Battery,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, pp. 145-154, January 2017.
 - [86] T. Pippia, J. Sijs e B. D. Schutter, “A Single-Level Rule-Based Model Predictive Control Approach for Energy Management of Grid-Connected Microgrids,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 28, pp. 2364-2376, November 2020.
 - [87] V. S. B. Kurukuru, A. Haque, S. Padmanaban e M. A. Khan, “Rule-Based Inferential System for Microgrid Energy Management System,” *IEEE Systems Journal*, vol. 16, pp. 1582-1591, March 2022.
 - [88] S. Chakraborty, G. Modi e B. Singh, “A Cost Optimized-Reliable-Resilient-Realtime-Rule Based

- Energy Management Scheme for a SPV-BES Based Microgrid for Smart Building Applications,” *IEEE Transactions on Smart Grid (Early Access)*, 26 December 2022.
- [89] A. L. Bukar, C. W. Tan, L. K. Yiew, R. Ayop e W.-S. Tan, “A rule-based energy management scheme for long-term optimal capacity planning of grid-independent microgrid optimized by multi-objective grasshopper optimization algorithm,” *Energy Conversion and Management*, vol. 221, 1 October 2020.
 - [90] M. Restrepo, C. A. Cañizares, J. W. Simpson-Porco, P. Su e J. Taruc, “Optimization- and Rule-based Energy Management Systems at the Canadian Renewable Energy Laboratory microgrid facility,” *Applied Energy*, vol. 290, 15 May 2021.
 - [91] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov and B. Francois, "Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 4583-4592, October 2011.
 - [92] M. Sechilariu, B. Wang e F. Locment, “Building-integrated microgrid: Advanced local energy management for forthcoming smart power grid communication,” *Energy and Buildings*, vol. 59, pp. 236-243, April 2013.
 - [93] A. Choudar, D. Boukhetala, S. Barkat and J.-M. Brucker, "A local energy management of a hybrid PV-storage based distributed generation for microgrids," *Energy Conversion and Management*, vol. 90, pp. 21-33, 15 January 2015.
 - [94] L. A. d. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, S. L. d. Lima e J. G. d. Matos, “Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, pp. 1-11, January 2011.
 - [95] C. A. S. C. Branco, F. P. Moraes, H. A. Oliveira, P. B. L. Neto, O. R. Saavedra, J. G. Matos, C. B. M. Oliveira, L. A. S. Ribeiro, A. O. Cunha, M. F. A. Júnior, L. P. A. Pinheiro e R. M. Cazo, “Mission Critical Microgrids: The Case of the Alcântara Space Center,” *MDPI Energies*, vol. 15, pp. 1-24, 28 April 2022.
 - [96] K. Balasubramaniam, P. Saraf, R. Hadidi e E. B. Makram, “Energy management system for enhanced resiliency of microgrids during islanded operation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 137, pp. 133-141, August 2016.
 - [97] N. Anglani, G. Oriti e M. Colombini, “Optimized Energy Management System to Reduce Fuel Consumption in Remote Military Microgrids,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, pp. 5777-5785, 31 July 2017.
 - [98] A. Hussain, V.-H. Bui and H.-M. Kim, "A Resilient and Privacy-Preserving Energy Management Strategy for Networked Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 2127-2139, May 2018.
 - [99] F. Yang, X. Feng e Z. Li, “Advanced Microgrid Energy Management System for Future Sustainable and Resilient Power Grid,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, pp. 7251-7260, December 2019.
 - [100] J. A. A. Silva, J. C. López, N. B. Arias, M. J. Rider e L. C. d. Silva, “An optimal stochastic energy management system for resilient microgrids,” *Applied Energy*, vol. 300, October 2021.
 - [101] M. Vahedipour-Dahraie, H. Rashidizadeh-Kermani e A. Anvari-Moghaddam, “Risk-Based Stochastic Scheduling of Resilient Microgrids Considering Demand Response Programs,” *IEEE Systems Journal*, vol. 15, pp. 971-980, March 2021.
 - [102] H. Çimen, N. Çetinkaya, J. C. Vasquez e J. M. Guerrero, “A Microgrid Energy Management System Based on Non-Intrusive Load Monitoring via Multitask Learning,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, pp. 977-987, March 2021.
 - [103] M. Afrasiabi, M. Mohammadi, M. Rastegar e A. Kargarian, “Multi-agent microgrid energy management based on deep learning forecaster,” *Energy*, vol. 186, 2019.
 - [104] A. Askarzadeh, “A memory-based genetic algorithm for optimization of power generation in a microgrid,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, pp. 1081- 089, 23 October 2017.
 - [105] P. Zeng, H. Li, H. He and S. Li, "Dynamic Energy Management of a Microgrid Using

- Approximate Dynamic Programming and Deep Recurrent Neural Network Learning," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, pp. 4435-4445, July 2019.
- [106] M. Elkazaz, M. Sumner e D. Thomas, "Energy management system for hybrid PV-wind-battery microgrid using convex programming, model predictive and rolling horizon predictive control with experimental validation," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115, pp. 1-11, February 2020.
 - [107] A. Anvari-Moghaddam, A. Rahimi-Kian, M. Mirian e J. Guerrero, "A multi-agent based energy management solution for integrated buildings and microgrid system," *Applied Energy*, vol. 203, pp. 41-56, 2017.
 - [108] H. A. Oliveira, J. G. d. Matos, L. A. d. S. Ribeiro, O. R. Saavedra, A. d. A. Lorencato, A. S. Martins and L. d. P. A. Pinheiro, "Smooth Integration of Rectifier-Battery Banks Operation in Real-Life Isolated Microgrids Based on Renewable Sources: Theory and Application," *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 3383-3393, September 2022.
 - [109] A. C. V. d. Nascimento, H. A. Oliveira, J. G. d. Matos, L. A. d. S. Ribeiro e L. d. P. A. Pinheiro, "Controls of a dispatchable power source and a grid tie converter for battery bank charging in isolated microgrid," em *2021 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, João Pessoa, Brazil, 2021.
 - [110] J. Wang, L. Mu, F. Zhang e X. Zhang, "A Parallel Restoration for Black Start of Microgrids Considering Characteristics of Distributed Generations," *MDPI Energies*, vol. 11, pp. 1-18, 21 December 2017.
 - [111] S. Dirndorfer, "Power When it Matters: Diesel's Vital Role in Black Start Recovery - Diesel-powered generators remain integral to black start plans, ensuring grid reliability across the United States," Diesel Technology Forum , 11 October 2018. [Online]. Available: <https://www.globenewswire.com/news-release/2018/10/11/1619788/0/en/Power-When-it-Matters-Diesel-s-Vital-Role-in-Black-Start-Recovery.html>. [Acesso em 20 Fevereiro 2023].
 - [112] Technogera, "Gerador a Diesel ou a Gás? Saiba a Diferença," Technogera, 01 Janeiro 2017. [Online]. Available: <https://blog.technogera.com.br/blog/gerador-a-gas-ou-a-diesel-saiba-a-diferenca>. [Acesso em 04 Dezembro 2022].
 - [113] J. Wetzer, "Transformer energisation after network blackout - Impact on network restoration and improvement of its process," *Transformers Magazine*, vol. 4, no. 4, pp. 82-86, October 2017.
 - [114] J. Mitra, X. Xu and M. Benidris, "Reduction of Three-Phase Transformer Inrush Currents Using Controlled Switching," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, pp. 890-897, February 2020.
 - [115] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Std C37.2™-2008 - IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*, New York, NY, USA: IEEE, 2008.
 - [116] Y. Du, H. Tu, X. Lu, J. Wang and S. Lukic, "Black-Start and Service Restoration in Resilient Distribution Systems With Dynamic Microgrids," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 10, pp. 3975-3986, August 2022.
 - [117] J. Westman, R. Hadidi, C. Fox and J. Leonard, "Energization of Transformers in Medium Voltage Island Microgrids by Leveraging Grid Forming Inverter Control," in *IEEE/IAS 57th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, Las Vegas, NV, USA, 2021.
 - [118] I. A. Pires, A. A. P. Machado e B. d. J. C. Filho, "Mitigation of Electric Arc Furnace Transformer Inrush Current Using Soft-Starter-Based Controlled Energization," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, pp. 3909-3918, August 2018.
 - [119] B. J. Brearley e R. R. Prabu, "A review on issues and approaches for microgrid protection," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 988-997, January 2017.
 - [120] H. Jain, G.-S. Seo, E. Lockhart, V. Gevorgian e B. Kroposki, "Blackstart of Power Grids with Inverter-Based Resources," em *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Montreal, QC, Canada, 2020.
 - [121] J. P. Lopes, C. L. Moreira and F. O. Resende, "Control strategies for microgrids black start and islanded operation," *International journal of distributed energy resources*, vol. 1, pp. 241-261,

September 2005.

- [122] N. Cai, X. Xu e J. Mitra, “A hierarchical multi-agent control scheme for a black start-capable microgrid,” em *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011.
- [123] J. Li, X.-Y. Ma, C.-C. Liu e K. P. Schneider, “Distribution System Restoration With Microgrids Using Spanning Tree Search,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 3021-3029, November 2014.
- [124] Z. Xu, P. Yang, Q. Zheng e Z. Zeng, “Study on black start strategy of microgrid with PV and multiple energy storage systems,” em *2015 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Pattaya, Thailand, 2015.
- [125] A. M. El-Zonkoly, “Renewable energy sources for complete optimal power system black-start restoration,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, pp. 531-539, 01 April 2015.
- [126] H. Gao, Y. Chen, Y. Xu e C.-C. Liu, “Resilience-Oriented Critical Load Restoration Using Microgrids in Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 2837-2848, November 2016.
- [127] M. Shahidehpour e Y. Wang, “Appendix C: IEEE30 Bus System Data,” em *Communication and Control in Electric Power Systems: Applications of Parallel and Distributed Processing*, John Wiley & Sons, Inc., 2003, pp. 493-495.
- [128] Y. Xu, C.-C. Liu, K. P. Schneider, F. K. Tuffner e D. T. Ton, “Microgrids for Service Restoration to Critical Load in a Resilient Distribution System,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 426-437, January 2018.
- [129] Y. Zhao, Z. Lin, Y. Ding, Y. Liu, L. Sun e Y. Yan, “A Model Predictive Control Based Generator Start-Up Optimization Strategy for Restoration With Microgrids as Black-Start Resources,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 7189-7203, November 2018.
- [130] O. Bassey, K. L. Butler-Purry e B. Chen, “Dynamic Modeling of Sequential Service Restoration in Islanded Single Master Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, pp. 202-214, January 2020.
- [131] A. Banerjee, A. Pandey, U. R. Pailla, G.-S. Seo, S. Shekhar, H. Jain, Y. Lin, X. Wu, J. Bamberger e U. Muenz, “Autonomous Microgrid Restoration Using Grid-Forming Inverters and Smart Circuit Breakers,” em *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Denver, CO, USA, 2022.
- [132] S.-E. Razavi, E. Rahimi, M. S. Javadi, A. E. Nezhad, M. Lotfi, M. Shafie-khah e J. P. S. Catalão, “Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 105, pp. 157-167, May 2019.
- [133] H. C. Kiliçkiran, İ. Şengör, H. Akdemir, B. Kekezoğlu, O. Erdiñç e N. G. Paterakis, “Power system protection with digital overcurrent relays: A review of non-standard characteristics,” *Electric Power Systems Research*, vol. 164, pp. 89-102, November 2018.
- [134] S. Beheshtaein, . Cuzner, . Savaghebi e . M. Guerrero, “Review on microgrids protection,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, pp. 743-759, 22 March 2019.
- [135] S. Sarangi, . K. Sahu e . K. Rout, “Distributed generation hybrid AC/DC microgrid protection: A critical review on issues, strategies, and future directions,” *International Journal of Energy Research*, vol. 44, pp. 3347-3364, 08 January 2020.
- [136] D. A. Gadanayak, “Protection algorithms of microgrids with inverter interfaced distributed generation units—A review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 192, March 2021.
- [137] B. Patnaik, M. Mishra, R. C. Bansal e R. K. Jena, “AC microgrid protection – A review: Current and future prospective,” *Applied Energy*, vol. 271, August 2020.
- [138] S. Beheshtaein, R. M. Cuzner, M. Forouzesh, M. Savaghebi e J. M. Guerrero, “DC Microgrid Protection: A Comprehensive Review,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 1-1, March 2019.
- [139] H. Lin, K. Sun, Z.-H. Tan, C. Liu, J. M. Guerrero e J. C. Vasquez, “Adaptive protection combined with machine learning for microgrids,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, pp.

- 770-779, 08 March 2019.
- [140] T. Chakravorti, N. R. Nayak, R. Bisoi, P. Dash and L. Tripathy, "A new robust kernel ridge regression classifier for islanding and power quality disturbances in a multi distributed generation based microgrid," *Renewable Energy Focus*, vol. 28, pp. 78-99, March 2019.
 - [141] M. .. Aftab, S. M. S. Hussain, I. Ali e T. S. Ustun, "Dynamic protection of power systems with high penetration of renewables: A review of the traveling wave based fault location techniques," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 114, January 2020.
 - [142] Satellite Industry Association, "State of the Satellite Industry Report," July 2022. [Online]. Available: <https://sia.org/news-resources/state-of-the-satellite-industry-report/>. [Acesso em 01 December 2022].
 - [143] I. d. O. Andrade, R. L. V. Cruz, G. R. L. Hillebrand e M. A. Soares, *O Centro de Lançamento de Alcântara: Abertura para o Mercado Internacinal de Satélites e Salvaguardas para a Soberania Nacional*, Rio de Janeiro - RJ: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2018.
 - [144] International Organization for Standardization (ISO), "ISO 8528-1:2018 Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 1: Application, ratings and performance," ISO, February 2018. [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/68539.html>. [Accessed 03 March 2023].
 - [145] M. Kaderbhai, *Understanding ISO 8528-1 Generator Set Ratings*, Cummins Inc., 2017.
 - [146] International Organization for Standardization (ISO), "ISO 3046-1:2002 Reciprocating internal combustion engines — Performance — Part 1: Declarations of power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods — Additional requirements for engines for general use," ISO, May 2002. [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/28330.html>. [Acesso em 06 March 2023].
 - [147] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), "Resultados da Operação - Qualidade do Suprimento," ONS, 2023. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. [Acesso em 06 Março 2023].
 - [148] Nexans, "Cabos de Alumínio Nu com Alma de Aço - CAA (Série AWG)," Nexans, 2018. [Online]. Available: <https://www.nexans.com.br/pt/products/Transmission.and.Distribution/OHL.AWG/AWG/Alumini um.528.html>. [Acesso em 18 Março 2023].
 - [149] M. J. I. Gyuk, J. Vetarno, K. Lynn, W. Park e R. Honda, "Grid Energy Storage," US Department of Energy, Washington, DC, USA, 2013.
 - [150] Grupo Equatorial Energia, *Norma Técnica NT.021 - Conexão de Minigeração distribuída ao Sistema de Distribuição*, Grupo Equatorial Energia, 2022.
 - [151] T. V. Tran, T. W. Chun, H. H. Lee, H. G. Kim e E. C. Nho, "PLL-based seamless transfer control between grid-connected and islanding modes in grid-connected inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, pp. 5218-5228, Outubro 2014.
 - [152] P. Rodríguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos e D. Boroyevich, "Decoupled double synchronous reference frame PLL for power converters control," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, pp. 584-592, Março 2007.
 - [153] STAMFORD AvK, "Datasheets | STAMFORD | Model HC4 | CORE E | WINDING 311 | TYPE INDUSTRIAL," Cummins Generator Technologies Ltd, 2010. [Online]. Available: https://www.stamford-avk.com/sites/stamfordavk/files/HCI4E-311-TD-EN_Rev_A.pdf. [Acesso em 27 Outubro 2023].
 - [154] P. Ferracci, *Ferroresonance*, vol. 19, Groupe Schneider, 1998.