

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Aloisio Eustáquio Garcia Junior

**SISTEMAS DE ARMAZENAGEM DE ENERGIA DISTRIBUÍDOS PARA A REDUÇÃO
DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO RENOVÁVEL EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO**

Belo Horizonte
2025

Aloisio Eustáquio Garcia Junior

**SISTEMAS DE ARMAZENAGEM DE ENERGIA DISTRIBUÍDOS PARA A REDUÇÃO
DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO RENOVÁVEL EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO**

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

Área de Concentração: Engenharia de Potência
Linha de Pesquisa: Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade de Energia

Orientador: Prof. Sidelmo Magalhães Silva, Dr.

Belo Horizonte
2025

G216s

Garcia Junior, Aloisio Eustáquio.

Sistemas de armazenagem de energia distribuídos para a redução dos impactos da inserção da geração renovável em redes de distribuição [recurso eletrônico] / Aloisio Eustáquio Garcia Junior. - 2025.

1 recurso online (223 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Sidelmo Magalhães Silva.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Baterias - Teses. 3. Energia elétrica - Distribuição - Teses. 4. Geração distribuída de energia elétrica - Teses. 5. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 6. Sobretensão - Teses.

I. Silva, Sidelmo Magalhães. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

COLEGIADO DO CURSO DE GRADUAÇÃO / PÓS-GRADUAÇÃO EM Engenharia Elétrica

FOLHA DE APROVAÇÃO**"Sistemas de Armazenagem de Energia Distribuídos Para A Redução dos Impactos da Inserção da Geração Renovável em Redes de Distribuição"****Aloisio Eustáquio Garcia Junior**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 13 de agosto de 2025.

Por:

Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG) - Orientador

Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG)



Documento assinado eletronicamente por **Sidelmo Magalhaes Silva, Professor do Magistério Superior**, em 13/08/2025, às 16:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Danilo Iglesias Brandao, Professor do Magistério Superior**, em 13/08/2025, às 16:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Amariz Pires, Professor do Magistério Superior**, em 13/08/2025, às 18:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4448605** e o código CRC **1EC30AF3**.

À memória do meu pai, Aloisio Eustáquio Garcia.

AGRADECIMENTOS

A Deus, minha sincera gratidão, por me conceder a vida, a saúde necessária para perseverar, a educação como instrumento de transformação e as oportunidades para desenvolver os dons que me foram confiados. Reconheço que cada etapa superada foi sustentada por Sua presença silenciosa e constante.

À minha mãe, Ondina de Souza Garcia, por seu amor incondicional e dedicação exemplar ao longo de toda a minha trajetória. Ao meu pai, Aloisio Eustáquio Garcia, que sem jamais ter ocupado uma cátedra ou publicado um artigo científico, me ensinou pelo exemplo. Foi com ele que aprendi as lições mais valiosas, que não se encontram em livros ou salas de aula, mas sim na vivência do esforço diário, da honestidade, da resiliência e do amor silencioso. Sua sabedoria prática e seu apoio incondicional foram fundamentais para que eu chegasse até aqui. Este feito, em grande parte, também lhe pertence.

À minha irmã, Cláudia Márcia, expresso minha gratidão especial. Seu exemplo de dedicação aos estudos e sua constante disposição em me auxiliar durante minha formação foram fundamentais para despertar em mim o apreço pelo conhecimento e o desejo de seguir sempre aprendendo.

Ao professor Dr. Sidelmo Magalhães Silva, meu orientador, por tanta paciência, orientação segura e profundo conhecimento partilhado. Sua conduta ética, aliada ao respeito e à dedicação no trato comigo e demais colegas, constitui exemplo de excelência acadêmica.

Aos amigos que me acompanharam durante esta jornada, fonte constante de apoio e incentivo, em especial Brandon Harris, David De Leon, Martin Huggins e Trenton Hoggard, que contribuíram financeiramente para a aquisição do computador no qual desenvolvi este trabalho. Deixo também uma menção especial, pelo apoio financeiro prestado, aos meus amigos de longa data: Giovanna de Sá Lúcio e Mauro Roberto Campos de Oliveira, bem como à minha prima Luciana Chamone Garcia.

Ao amigo, afilhado e colega de mestrado, Lourival Fernandes Nogueira Neto, pela amizade genuína e apoio prestado em diversos momentos dessa caminhada.

Expresso meus agradecimentos ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais (PPGEE/UFMG), pelo ambiente acadêmico de excelência, e, no âmbito do fomento a esta pesquisa, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES); ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq); e à FAPEMIG pelo suporte com os projetos APQ-02216-23 e APQ-05085-23.

“A ciência é um grande recurso para construir a paz! (...) A era em mudança precisa de novos discípulos de conhecimento, e vocês, queridos cientistas, são os professores de uma nova geração de pacificadores.”

Papa Francisco

RESUMO

A crescente inserção da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) nas redes elétricas de distribuição, impulsionada por avanços tecnológicos, aumento da demanda e, segundo políticas e diretrizes ambientais, incentivos à energia limpa, tem promovido alterações significativas na operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Entre os principais efeitos indesejados estão o fluxo reverso de potência, as sobretensões e o comprometimento da atuação dos dispositivos de proteção, especialmente em alimentadores originalmente projetados para fluxo unidirecional. Neste contexto, esta dissertação apura o impacto técnico da elevada penetração de GDFV em um SDEE de média tensão. Essa investigação foi conduzida, utilizando-se de um modelo do *software* OpenDSS; tendo como base o circuito IEEE 8500. A metodologia adotada fundamenta-se em simulações que consideram diferentes cenários de penetração fotovoltaica (20%, 30%, 50% e 55%) em locais diversos da rede, com e sem suporte de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), adotados como estratégia de mitigação. Aliado a isso, também foi empregada uma técnica de otimização – o algoritmo de Enxame de Partículas (PSO) – com o objetivo de realizar a alocação estratégica dos BESS nas barras mais vulneráveis do sistema. Os resultados apontam que, a partir de níveis de penetração entre 30% e 50%, ocorrem violações nos limites de tensão (1,05 pu) e sobrecarga, exigindo ações corretivas junto ao SDEE. Nesse sentido, a inserção dos BESS demonstrou-se eficaz na redução de sobretensões, na contenção do fluxo reverso de potência e na minimização das perdas técnicas, contribuindo para o aumento do *hosting capacity* da rede elétrica em 37,5% em relação ao valor inicial. Assim, os resultados reforçam a viabilidade técnica do uso coordenado de armazenamento distribuído de energia como ferramenta auxiliar na operação segura e eficiente de SDEE com alta penetração de geração renovável intermitente.

Palavras-chave: geração distribuída fotovoltaica; fluxo reverso de potência; sobretensão; baterias; armazenadores de energia; BESS; sistema de distribuição de energia elétrica; OpenDSS; *hosting capacity*.

ABSTRACT

The increasing integration of photovoltaic distributed generation (PVDG) into power distribution networks, driven by technological advancements, growing energy demand, and – according to environmental policies and guidelines – the promotion of clean energy, has brought significant changes to the operation of electric power distribution systems (EPDS). Among the main technical challenges are reverse power flow, overvoltage issues, and compromised performance of protection devices, particularly in feeders originally designed for unidirectional power flow.

In this context, this dissertation investigates the technical impact of high PVDG penetration in a medium-voltage EPDS. The study was conducted using a simulation model developed in the OpenDSS software environment, based on the IEEE 8500 test feeder. The adopted methodology is grounded in simulations that examine various penetration levels of photovoltaic generation (20%, 30%, 50%, and 55%) in different locations of the distribution system, both with and without the support of battery energy storage systems (BESS), which are employed as a mitigation strategy.

Additionally, a Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm was applied to strategically allocate BESS units at the most vulnerable nodes of the system. The results indicate that penetration levels between 30% and 50% lead to violations of voltage limits (1.05 pu) and thermal overloads, thus requiring corrective actions within the EPDS. In this regard, the integration of BESS proved effective in mitigating overvoltages, containing reverse power flows, and reducing technical losses, thereby contributing to an increase in the network's hosting capacity by 37.5% compared to the initial value.

These findings reinforce the technical feasibility of coordinated distributed energy storage as a supporting tool for the safe and efficient operation of EPDS with high penetration of intermittent renewable generation.

Keywords: *photovoltaic distributed generation; reverse power flow; overvoltage; batteries; energy storage systems; BESS; electric power distribution system; OpenDSS; hosting capacity.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução do consumo total de energia primária no mundo (1850 – 2000)	22
Figura 2 – Aumento anual da capacidade de energias renováveis no mundo (período de 2014 – 2020).....	24
Figura 3 – Energia primária por tipo de energia.....	25
Figura 4 – Energias renováveis e não renováveis para geração de energia elétrica no ano de 2022. Comparação Brasil e restante do mundo	26
Figura 5 – Geração de Energia junto ao SIN no ano de 2019 (b) Geração de Energia junto ao SIN no ano de 2024.....	27
Figura 6 – (a) Perfil de tensão diário em uma rede sem controle de tensão (b) Perfil de tensão diário em uma rede com controle de tensão.....	38
Figura 7 – Sistema que utiliza o armazenamento de energia em baterias para compensação de sobretensão na rede elétrica.....	39
Figura 8 – (a) Fluxo de potência no sistema de distribuição sem GDFV conectada à rede (b) Fluxo de potência no sistema de distribuição com a presença de GDFV	41
Figura 9 – Comportamento da demanda em um cenário intermitente e com alta penetração de GDFV: Curva do Pato.....	42
Figura 10 – Comportamento de carga líquida de um alimentador real	43
Figura 11 – Mapa de disponibilidade de geração distribuída da CEMIG para o estado de Minas Gerais.....	46
Figura 12 – Predominância da sobretensão como o limite operacional mais violado pela geração FV nos 50000 sistemas estudados (limite operacional mais restritivo para geração fotovoltaica)	47
Figura 13 – Impacto da porcentagem de clientes com geração fotovoltaica no <i>hosting capacity</i>	47
Figura 14 – Rede de distribuição em BT com um grupo heterogêneo de BESS interconectados, GDFV e cargas	52
Figura 15 – Tipos de instalação de BESS.....	60
Figura 16 – Aumento da capacidade de BESS em todo o mundo, 2013-2023.....	63

Figura 17 – Histórico de preços (dólar/kWh no ano de 2022) da tecnologia íon-lítio; comparando o custo célula e do conjunto de baterias de íon-lítio (BESS)	87
Figura 18 – Fluxograma da metodologia implementada para análise do SDEE	93
Figura 19 – Representação gráfica do circuito IEEE 8500, modelado no <i>software</i> OpenDSS	96
Figura 20 – Cálculo iterativo do OpenDSS	98
Figura 21 – Estrutura do OpenDSS	99
Figura 22 – Modelo <i>PV System</i> no OpenDSS e seus principais parâmetros	100
Figura 23 – (a) Curva de irradiância ao longo do dia (b) Curva de temperatura ao longo do dia.....	101
Figura 24 – Curva corrente <i>versus</i> tensão do painel fotovoltaico no modelo <i>PV System</i>	102
Figura 25 – Comportamento do ponto de máxima potência quando se altera a temperatura no painel FV	102
Figura 26 – Comportamento do ponto de máxima potência, P_{pmp} , quando se altera a temperatura no painel FV (pressupondo a irradiância fixa)	103
Figura 27 – Comportamento do ponto de máxima potência, P_{pmp} , quando se altera a irradiância solar sobre o painel FV	104
Figura 28 – Comportamento da P_{pmp} quando se altera o nível de irradiância sobre o painel....	104
Figura 29 – Curva rendimento <i>versus</i> potência de entrada no inversor FV	105
Figura 30 – FATOR T relacionado com a temperatura.....	106
Figura 31 – FATOR IRRADIÂNCIA relacionado com a irradiância.....	106
Figura 32 – Curva de rendimento <i>versus</i> potência de entrada que deve ser repassada ao OpenDSS	107
Figura 33 – Circuito básico: SDEE genérico para alocação de um modelo <i>PV System</i>	112
Figura 34 – Exemplo: potência ativa de entrada, próxima à subestação, ao longo do dia sem a presença do sistema FV conectado ao sistema	113
Figura 35 – Exemplo: potência ativa de entrada, próxima à subestação, ao longo do dia com a presença do sistema FV de 500 kVA conectado ao sistema	114
Figura 36 – Exemplo comparativo: potência ativa de entrada, próxima à subestação, ao longo do dia sem e com a presença do sistema FV de 1000 kVA conectado ao sistema.....	115
Figura 37 – Exemplo comparativo: nível de tensão, próximo à subestação, ao longo do dia sem e com a presença do sistema FV de 1000 kVA conectado ao sistema.....	117

Figura 38 – Exemplo comparativo: níveis de tensão, próximo à subestação, ao longo do dia sem e com a presença do sistema FV de 1500 kVA e 2000 kV conectados ao sistema.....	117
Figura 39 – Níveis de tensão para distintos cenários de penetração fotovoltaica no Circuito IEEE 8500: 20%, 30% e 50%	119
Figura 40 – Níveis de potência ativa para distintos cenários de penetração fotovoltaica no Circuito IEEE 8500: 20%, 30% e 50%.....	121
Figura 41 – Diagrama para determinação do <i>hosting capacity</i> de sobretensão e sobrecarga	125
Figura 42 – Modelo modular dessa célula eletroquímica: MobileArk-51280 do fabricante Sun Ark (bateria de fosfato de ferro-íon escolhida).....	129
Figura 43 – Esquema de conexão dos módulos das baterias que formam o BESS.....	136
Figura 44 – Modelo do inversor bidirecional trifásico AF36K-TH, do fabricante Afore	138
Figura 45 – Esquema ilustrando a instalação do BESS no SDEE IEEE 8500	140
Figura 46 – Exemplo de modo de carga/descarga do BESS (despacho programado).....	146
Figura 47 – Fluxograma do algoritmo PSO.....	152
Figura 48 – Potência ativa sem GDFV (por fase e total) e potência ativa com 55% de GDFV (por fase e total) no ponto de medição	160
Figura 49 – Potência ativa total sem GDFV, potência ativa total com 55% de GDFV e potência dos geradores FV para o cenário de 55% de GDFV no circuito	161
Figura 50 – Potência reativa sem GDFV (por fase e total) e potência reativa com 55% de GDFV (por fase e total) no ponto de medição	163
Figura 51 – Potência reativa, sem e com 55% de GDFV; e potência ativa dos geradores FV... ..	163
Figura 52 – Perfil diário das tensões no ponto de medição (sem e com 55% de GDFV)	164
Figura 53 – Perfil espacial de tensão nas condições: (a) Alimentador Base (b) 30% de GDFV (c) 55% de GDFV (circuito IEEE 8500).....	165
Figura 54 – Energia excedente injetada na rede no cenário de 55% de GDFV.....	169
Figura 55 – Representação espacial do alimentador IEEE 8500 e localização das barras onde foram alocados os BESS Distribuídos.....	172
Figura 56 – Potência ativa total, antes e após o ingresso da operação do BESS Distribuídos no circuito com penetração de 55% de GDFV	173
Figura 57 – Potência reativa total, antes e após o ingresso da operação do BESS no circuito com penetração de 55% de GDFV	175

Figura 58 – Perfil diário das tensões, antes e após a operação dos BESS Distribuídos, no circuito com penetração de 55% de GDFV	176
Figura 59 – Perfil espacial de tensão na condição de inserção de 55% de GDFV e presença dos BESS Distribuídos no alimentador IEEE 8500	177
Figura A.1 – Esquema genérico de uma rede de distribuição	202
Figura A.2 – Banco trifásico de capacitores (estrela aterrada)	207
Figura A.3 – Banco trifásico de capacitores (estrela isolada).....	207
Figura A.4 – Banco de capacitores monofásico	208

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comparativo entre BESS caracterizado como: em frente ao medidor e atrás do medidor	60
Quadro 2 – Projetos concluídos da chamada ANEEL nº 21/2016: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro (até 03/2024).....	67
Quadro 3 – Descrição geral do circuito IEEE 8500	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação dos diferentes métodos para mitigar sobretensão em redes de BT com alta penetração de GDFV	54
Tabela 2 – Características técnicas das tecnologias de armazenamento	82
Tabela 3 – Custo-benefício entre BESS (íon-lítio), SMES, Capacitores e Supercapacitores	83
Tabela 4 – Investimentos iniciais para aquisição e instalação de BESS	88
Tabela 5 – Custo de Operação e Manutenção de uma Instalação BESS (íon-lítio).....	88
Tabela 6 – Definições de temperatura e <i>FATOR T</i>	109
Tabela 7 – Definições de potência e eficiência do inversor	110
Tabela 8 – Descrição do <i>PV System</i>	111
Tabela 9 – Níveis permitidos de tensão segundo o PRODIST	116
Tabela 10 – Potência FV instalada em diferentes cenários de simulação.....	119
Tabela 11 – Propriedades da bateria de fosfato de ferro-íon escolhida	130
Tabela 12 – Resultado do dimensionamento do BESS.....	135
Tabela 13 – Resultado do dimensionamento do inversor bidirecional.....	137
Tabela 14 – <i>Hosting Capacity</i> do circuito IEEE 8500.....	157
Tabela 15 – Potência FV instalada no cenário: 55% de penetração de GDFV.....	159
Tabela 16 – Perdas no alimentador em distintos cenários	167
Tabela 17 – Resultado da otimização PSO: número de unidades BESS e suas respectivas barras...	171
Tabela 18 – Perdas no alimentador (55% GDFV com operação dos BESS).....	178

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BP	<i>British Petroleum</i>
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
cc	Corrente Contínua
COM	<i>Component Object Model</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GEA	<i>Global Energy Assessment</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
LFB	<i>Lithium Ferrophosphate</i> (Fosfato de Ferro Lítio)
MMGG	Micro e Minigeração Distribuída
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	<i>Point of Common Coupling</i> (Ponto de Acoplamento Comum)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PSACE	<i>Power System Analysis Computing and Economics</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
R	Resistência
RFB	<i>Redox Flow Batteries</i> (Baterias de Fluxo Redox)
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SIGA	Sistema de Informação de Geração da ANEEL

SIN	Sistema Interligado Nacional
SoC	<i>State of Charge</i> (Estado de Carga)
SoH	<i>State of Health</i> (Estado de Saúde da Bateria)
VRFB	<i>Vanadium Redox Flow Batteries</i> (Baterias de Vanádio Redox)
Wp	Watt de Pico

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	21
1.1 Contextualização	21
1.2 Fontes Alternativas de Energia no Mundo	23
1.3 Fontes Alternativas de Energia no Brasil	25
1.4 Motivação	29
1.5 Objetivos	30
1.5.1 Objetivo Geral.....	30
1.5.2 Objetivos Específicos.....	31
1.6 Estrutura do Trabalho.....	31
2 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE	33
2.1 O Impacto dos Sistemas de Geração Distribuída na Rede Elétrica	33
2.2 Referencial Teórico	36
2.2.1 Sobretensão na rede devido à presença de GD.....	36
2.2.2 Fluxo Reverso de Potência	39
2.2.3 <i>Hosting Capacity</i>	43
2.3 Estratégias para Mitigar Sobretensão em Alimentadores com GDFV	48
2.3.1 Redução da Potência Ativa em sistemas FV	48
2.3.2 Controle de Potência Reativa	49
2.3.3 Armazenamento de Energia Elétrica em BESS	50
2.4 Conclusões	55
3 UTILIZAÇÃO DE ARMAZENADORES DISTRIBUÍDOS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	57
3.1 Contextualização	57
3.2 Tipos de Instalação	59
3.3 Mercado de BESS	61
3.3.1 Mercado Global de BESS.....	62
3.3.2 Mercado de BESS no Brasil	65
3.4 Alternativas Tecnológicas.....	74

3.4.1 Baterias de Chumbo-Ácido.....	77
3.4.2 Baterias de Níquel-Cádmio.....	78
3.4.3 Baterias de Fluxo	79
3.4.4 Baterias de Íon-Lítio	80
3.5 Vantagens e Custos do uso de BESS no SDEE	85
3.5.1 Vantagens do BESS no Sistema de Distribuição	85
3.5.2 Custos Envolvidos na Implementação de BESS	86
3.6 Conclusões	89
4 ESTUDO DE CASO	92
4.1 Descrição do Alimentador e Modelagem dos Elementos do Sistema Elétrico.....	92
4.1.1 O Circuito IEEE 8500.....	93
4.1.2 Modelagem do Sistema Elétrico de Potência	95
4.2 Modelagem do PV System.....	99
4.2.1 O Componente Painel Fotovoltaico.....	101
4.2.2 O Componente Inversor	105
4.2.3 Representação dos Componentes do Modelo junto ao OpenDSS.....	105
4.2.4 Equações que descrevem o Modelo <i>PV System</i>	107
4.2.5 Definição do <i>PV System</i> no OpenDSS.....	108
4.3 Conexão do <i>PV System</i> no Alimentador	112
4.4 Comportamento do <i>PV System</i> no Alimentador.....	113
4.4.1 Potência Ativa na Entrada da Subestação.....	113
4.4.2 Níveis de Tensão na Entrada da Subestação	115
4.5 Análise de Distintos Cenários de Penetração FV no alimentador IEEE 8500.....	118
4.6 Identificação da Janela Crítica para Mitigar Sobretensão e Fluxo Reverso de Potência	121
4.7 <i>Hosting Capacity</i> do alimentador IEEE 8500	123
4.7.1 <i>Hosting Capacity</i> relativo à sobretensão	123
4.7.2 <i>Hosting Capacity</i> relativo à sobrecarga	124
4.8 Conclusões	125
5 ARMAZENADORES DISTRIBUÍDOS PARA O AUMENTO DA CAPACIDADE DE ACOMODAÇÃO.....	127

5.1 Dimensionamento	128
5.1.1 Dimensionamento do BESS	128
5.1.2 Dimensionamento do Inversor Bidirecional	136
5.2 Local da Instalação	139
5.3 Modelagem do BESS no OpenDSS	142
5.3.1 Estratégia de Modelagem: o Elemento <i>Storage</i>	142
5.3.2 Parâmetros de Modelagem: o Elemento <i>Storage</i>	143
5.4 Quantidade de Armazenadores	148
5.5 Metodologia de Otimização do BESS	149
5.6 Conclusões	153
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES	155
6.1 Considerações Importantes	155
6.2 Resultados do <i>Hosting Capacity</i> para Sobretensão e Sobrecarga	157
6.3 Simulação e Análise do Alimentador Operando com Intercorrências Provenientes do Excesso de GDFV	158
6.3.1 Comportamento da Potência Ativa: Cenário de 50% de FV sem BESS	159
6.3.2 Comportamento da Potência Reativa: Cenário de 50% de FV sem BESS	162
6.3.3 Comportamento da Tensão: Cenário de 50% de Penetração FV sem BESS	164
6.3.4 Perdas no alimentador: Distintos Cenários de Penetração FV, sem BESS	166
6.4 Uso de BESS Distribuídos para Mitigar Sobretensões e Fluxo Reverso no SDEE ..	168
6.5 Simulação e Análise do Alimentador na Condição de BESS Distribuídos	172
6.5.1 Comportamento da Potência Ativa com BESS Distribuídos	172
6.5.2 Comportamento da Potência Reativa com BESS Distribuídos	173
6.5.3 Comportamento da Tensão com BESS Distribuídos	176
6.5.4 Perdas no Alimentador: Operação com BESS Distribuídos	178
6.6 Novos Índices de <i>Hosting Capacity</i> para o Alimentador	179
6.7 Considerações Importantes	180
6.8 Conclusões	181
7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	183
7.1 Conclusões	183
7.2 Trabalhos Futuros	186

7.3 Publicações	187
REFERÊNCIAS	188
APÊNDICE A OPENDSS	201
A.1 Contextualização	201
A.2 Introdução.....	202
A.3 Equivalente de Thévenin (<i>Circuit</i>).....	203
A.4 Transformador (<i>Transformer</i>).....	204
A.5 Carga (<i>Load</i>).....	205
A.6 Capacitor (<i>Capacitor</i>).....	206
A.7 Linha (<i>Line</i>).....	208
APÊNDICE B CÓDIGOS PARA DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS DE PENETRAÇÃO DE GDFV.....	211
APÊNDICE C CÓDIGO PARA DETERMINAÇÃO DO <i>HOSTING CAPACITY</i>.....	216
APÊNDICE D ALGORITMO PSO IMPLEMENTADO EM PYTHON.....	219

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Desde quando os primeiros seres humanos começaram a dominar o uso do fogo, a energia tornou-se um instrumento essencial à sobrevivência da humanidade. Por meio dela, o homem passou a se proteger, se aquecer, cozinhar e forjar instrumentos. Em seguida, em um salto histórico, a humanidade fez das fontes energéticas a base do desenvolvimento da sociedade moderna. Nesse sentido, a máquina a vapor, as indústrias, os meios de transporte, os motores de combustão interna, a geração de energia elétrica entre outros processos atrelados ao progresso científico, foram marcos atingidos pelo avanço das tecnologias referentes ao uso da energia (LÁZARO et al., 2023).

Segundo dados do *Global Energy Assessment* (GEA), em seu relatório *Toward a Sustainable Future* (GEA, 2012), por volta da metade do século XIX, quando a biomassa ainda era uma das únicas fontes de energia disponíveis, o abastecimento energético mundial alterou-se consideravelmente. Isso porque a utilização do carvão na matriz energética, antes pequena, aumentou de forma significativa, tornando-se considerável ao final do século XIX. Concomitantemente, o uso do petróleo se evidenciou no início do século XX e tornou-se dominante na década de 1970. Atrelado a isso e desde então, o uso de gás natural também ganhou destaque enquanto as energias hidrelétrica, nuclear, biomassa e renováveis mantiveram uma participação modesta no consumo energético global (GOLDEMBERG, 2019).

A Figura 1 apresenta as participações de energia primária mundial durante o período de 1850 a 2009. Nota-se que o carvão ultrapassa a biomassa na primeira metade do século XX. Em seguida o petróleo, nos anos de 1970, passa a reter maior parte da energia primária global (GEA, 2012).

Segundo GOLDEMBERG (2019), essas transições do sistema energético mundial ocorreram por conta de uma série de avanços tecnológicos, disponibilidade de recursos, hábitos de consumo, fatores geopolíticos e questões relacionadas ao custo no mercado financeiro. Como exemplo, o crescimento do consumo dos derivados do petróleo, aumentou significativamente no início do século XX por conta do desenvolvimento dos motores de combustão interna e automóveis. Outro fator diz respeito à descoberta de grandes jazidas de petróleo nos EUA (no final do século XIX) e no Oriente Médio (na década de 1930) a baixo custo de extração. Ou seja, tais ocorrências consolidaram o petróleo como o combustível dominante do século XX. Da mesma forma, como mostra a Figura 1, a utilização de gás natural acompanhou o consumo de petróleo e evidenciou essa fonte energética no planeta.

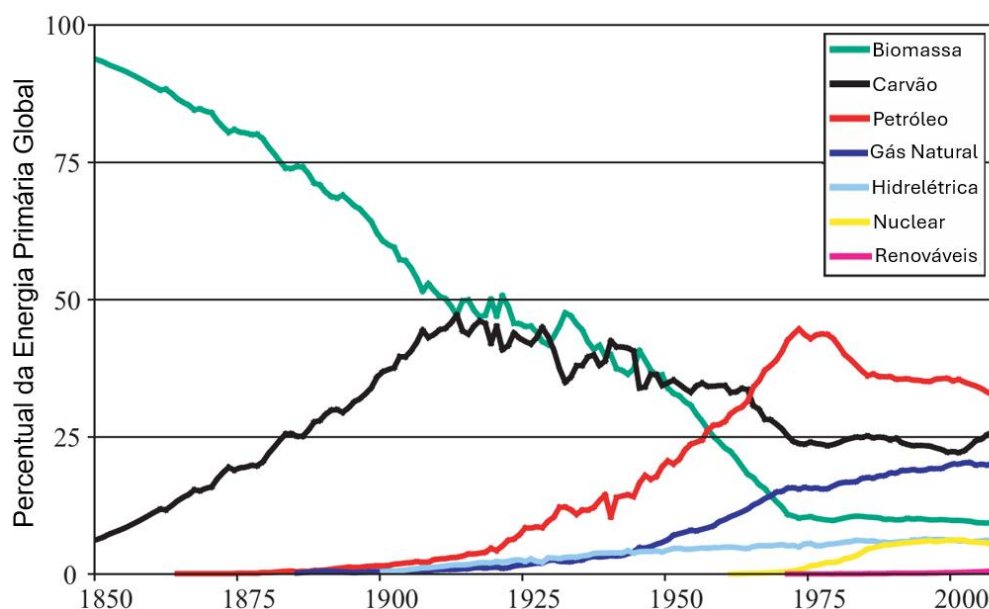


Figura 1 – Evolução do consumo total de energia primária no mundo (1850 – 2000).

Fonte: Adaptado de (GEA, 2012).

Contudo, de acordo com o relatório *Toward a Sustainable Future* (GEA, 2012), no contexto energético, o século XXI ainda apresenta muitas das características estabelecidas no século XX. O consumo de energia, por exemplo, cresce em média 2% ao ano, sendo que a maior parte (cerca de 80%) utiliza combustíveis fósseis. Aliado a isso, o crescimento energético toma impulso por conta do aumento populacional, pelo progresso econômico nos países em desenvolvimento e pelos altos níveis de consumo nos países desenvolvidos. Com isso, prosseguindo às conclusões do relatório supracitado, a crescente demanda energética, no âmbito local e mundial ainda é dependente dos combustíveis fósseis.

Segundo a IEA (2023), o contexto geopolítico tem projetado um futuro de negociações energéticas mais fragmentado entre as nações detentoras das maiores reservas de combustíveis fósseis. A invasão da Ucrânia pela Rússia em 2022, por exemplo, expôs a fragilidade da economia energética internacional. Isso porque, devido ao conflito, um dos principais corredores energéticos mundiais foi praticamente fechado, sucedendo baixos fluxos de energia russa para a Europa a partir de então. Assim, a crise energética tem forçado a Europa a acelerar a transição para fontes de energia renováveis e a investir em infraestrutura para importação de gás liquefeito de outros países, como Estados Unidos e países do Oriente Médio. Dessa forma, em termos de planejamento e perspectivas mercadológicas, houve um realinhamento geral na forma como os combustíveis transitam ao redor do mundo (IEA, 2023).

1.2 Fontes Alternativas de Energia no Mundo

O conceito de fontes alternativas de energia refere-se às formas de energia que são diferentes das fontes tradicionais, como combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão). Essas fontes, pela ótica de políticas ambientais, geralmente são consideradas mais sustentáveis e ambientalmente amigáveis (*eco-friendly*) e podem ser exemplificadas pela: energia solar fotovoltaica (FV); energia eólica; geração hidrelétrica; biomassa e biocombustíveis; e energia geotérmica. Tais fontes são vistas como alternativas viáveis para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e diminuir, segundo a ótica das regulamentações ambientais, as emissões de gases de efeito estufa. Além disso, muitas delas têm o potencial de ser renováveis e sustentáveis a longo prazo. (ARAÚJO et al., 2022)

A respeito do cenário global, a Figura 2 apresenta o crescimento das energias por meio de fontes alternativas em todo o mundo. Esses dados foram apresentados em junho de 2021 no relatório *Global Status Report de 2021* da rede global (de governos, indústrias, organizações não governamentais, ciência e academia) *Renewables Now* (REN21, 2021), um importante órgão internacional na área de energias renováveis. Dentre os dados evidenciados, destacando a alta histórica de mais de 256 GW de capacidade adicionada em 2020, nota-se que entre 2014 e 2020 a energia eólica cresceu 45,06% e a energia FV aumentou aproximadamente em 72%.

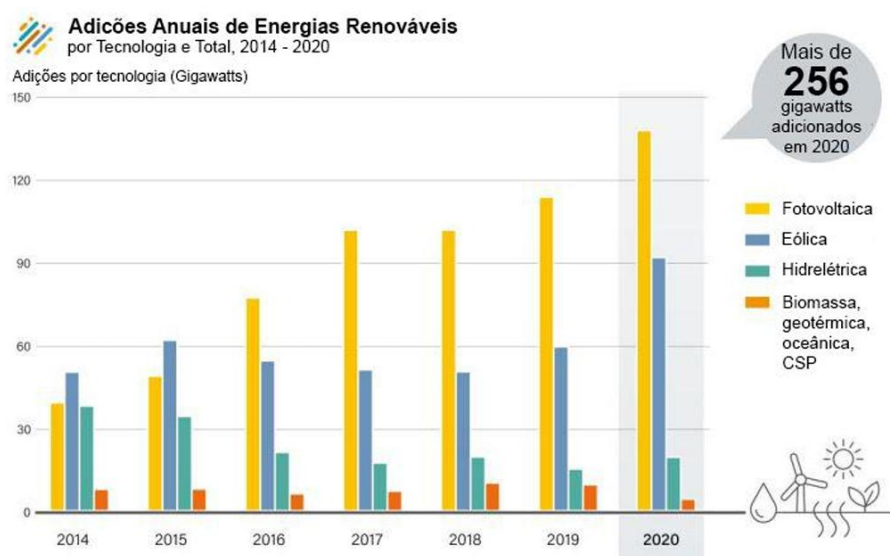


Figura 2 – Aumento anual da capacidade de energias renováveis no mundo (período de 2014 – 2020).

Fonte: Adaptado de (REN21, 2021).

A respeito da nova conjuntura global dos combustíveis, e diante do aumento da capacidade de energias renováveis no mundo, a IEA (2023) afirma que o surgimento de uma economia energética limpa e renovável (sob o viés de legislações ambientais) pode oferecer esperança e garantia de uma maior segurança na área de energia, especialmente nos países importadores de combustíveis fósseis, como é o caso dos países industrializados. Além disso, o crescimento de fontes energéticas renováveis, corrobora com o ambiente por meio de práticas de sustentabilidade e metas como a *Net Zero Carbon Emissions* (Net Zero), estipulada em 2015 pelo Acordo de Paris. Inclusive esse acordo, assinado por cerca de 150 países, estipula zero emissões de gases do efeito estufa até 2050.

Sediada no Reino Unido, a BP (*British Petroleum*) é uma empresa multinacional que explora, produz e refina petróleo e gás natural em todo o mundo. Seu relatório anual, *BP Energy Outlook 2024 Edition* (BP, 2024), considera as principais forças que influenciam a demanda e os fluxos de oferta globais de energia, assim como as perspectivas para a transição energética até 2050. Sendo assim, no que se refere a políticas energéticas de sustentabilidade, a Figura 3 exhibe a matriz energética mundial em termos da quantidade de energia primária (EJ: exajoule) em três cenários: o primeiro é o ano de 2022; o segundo aponta o ano de 2050, seguindo a atual trajetória; o terceiro projeta o ano de 2050, com o cumprimento das metas Net Zero. Nota-se que em 2050, seguindo a atual trajetória, a procura por energia primária é cerca de 5% maior do que em 2022.

Nesse cenário, a fonte de crescimento mais rápida é a energia renovável, que inclui as unidades geradoras eólica e FV, bioenergia e geotérmica. Contudo, na condição do cumprimento do Net Zero, a procura por energia primária é 25% menor que os níveis registrados em 2022. Mesmo assim, a energia renovável poderá ficar mais de três vezes maior do que em 2022 enquanto o petróleo, o carvão e o gás natural diminuem consideravelmente no cenário da meta (BP, 2024).

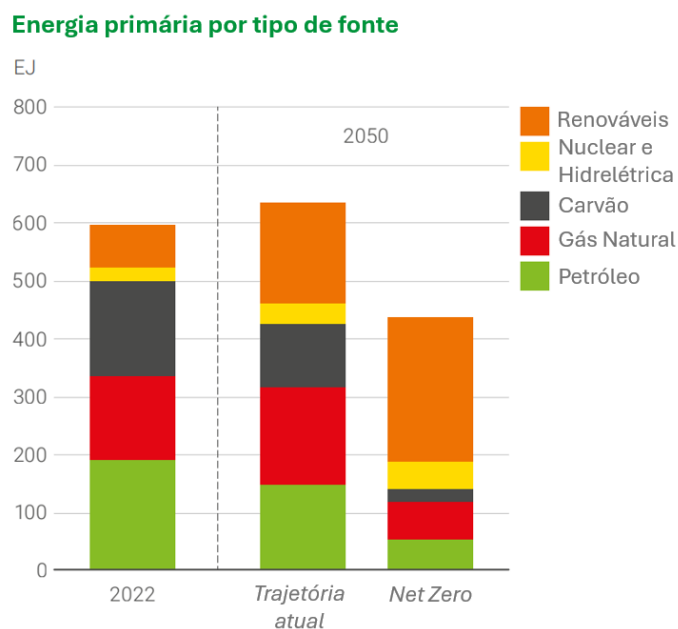


Figura 3 – Energia primária por tipo de energia.

Fonte: Adaptado de (BP, 2024).

1.3 Fontes Alternativas de Energia no Brasil

Por conta de seu grande potencial hidráulico ao longo do território, o Brasil apresenta consideráveis níveis de geração elétrica por meio de usinas hidrelétricas. Contudo, em períodos de estiagem o país necessita de uma matriz elétrica diversificada para atender sua demanda energética (MARQUES, 2019). Mesmo assim, essa diversificação das fontes de geração elétrica no país, ainda mantém o país em destaque diante do cenário mundial no que diz respeito ao uso expressivo de fontes renováveis para geração de energia elétrica (EPE, 2025).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), um ponto interessante a ser analisado no cenário brasileiro diz respeito à distribuição de fontes não renováveis (carvão, petróleo, gás natural etc.) e renováveis (hidrelétrica, solar, eólica, geotérmica etc.) em sua matriz energética para

geração de eletricidade. Isso porque, como mostra a Figura 4, a composição do cenário energético no Brasil é bem diferente da mundial (EPE, 2025).

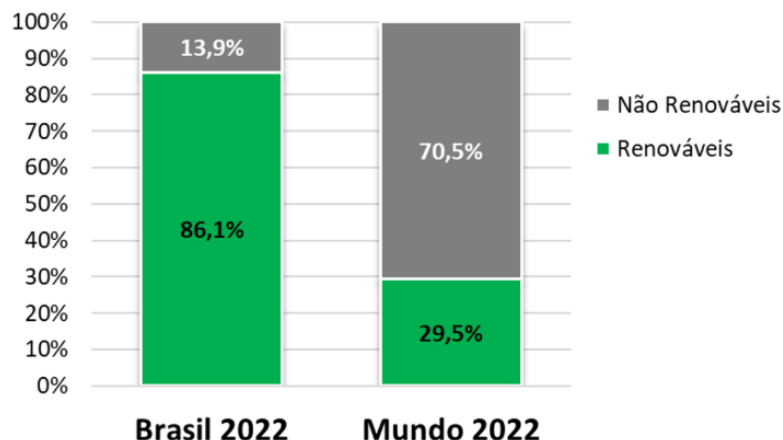


Figura 4 – Energias renováveis e não renováveis para geração de energia elétrica no ano de 2022. Comparação Brasil e restante do mundo.

Fonte: Adaptado de (EPE, 2025).

Segundo a EPE (2025), em comparação com o que foi visto anteriormente, a matriz elétrica brasileira é mais renovável que a mundial. Isso porque, uma considerável parte da geração de eletricidade no Brasil provém das usinas hidrelétricas. Contudo, as fontes de geração eólica e FV vem crescendo bastante no país, fato que coopera para que a matriz elétrica brasileira, independentemente das usinas hidrelétricas continue sendo, em sua maior parte, renovável.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Como apresentado na Figura 5(b), de acordo com essa entidade, em 2024 foram gerados e despachados para o SIN 702.666 GWh sendo, deste montante: 61,4% oriundos das usinas hidrelétricas; 15,2% das usinas eólicas; 10,5% procedentes das usinas termelétricas; 10,7% de geração FV; e 2,2% provenientes das usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2 (ONS, 2025).

Em contrapartida, observando a Figura 5(a), no ano de 2019, o ONS revela um total de geração para o SIN de 593.600 GWh, sendo: 70,5% provenientes da geração hidrelétrica; 9,4% das usinas eólicas; 16,6% oriundos das termelétricas; 0,8% da geração fotovoltaica; e 2,7% procedentes de Angra 1 e 2 (ONS, 2025).

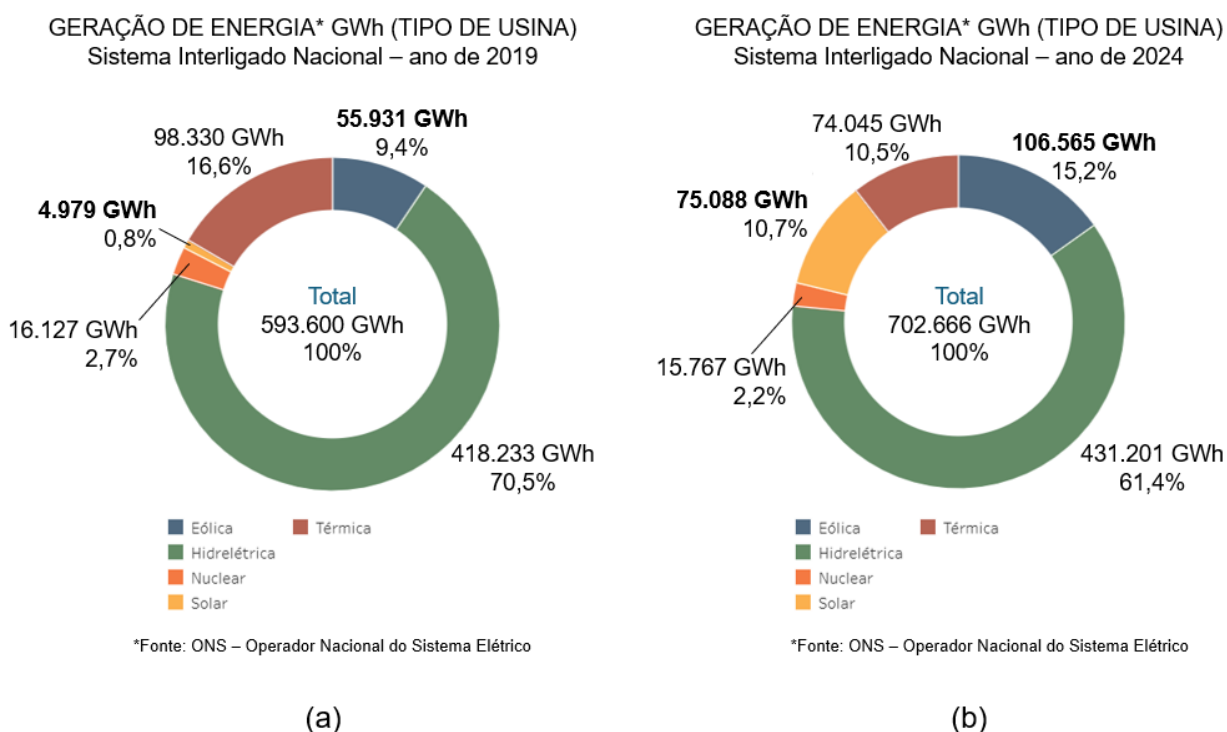


Figura 5 – (a) Geração de Energia junto ao SIN no ano de 2019 (b) Geração de Energia junto ao SIN no ano de 2024.

Fonte: Adaptado de (ONS, 2025).

Considerando os dois cenários apresentados nesta análise e observando especificamente a participação das fontes eólica e FV na matriz energética, ressalta-se que no ano de 2019 seus índices de geração no montante, segundo o ONS foram, respectivamente: 9,4% e 0,8%. Já em 2024, tais índices avançaram para 15,2% (fonte eólica) e 10,7% (fonte FV). Isso porque, além do crescimento expressivo dessas duas fontes energéticas no país, a partir de 29/04/2023, para as periodicidades mensais e anuais, foi incorporado junto ao SIN a contabilidade do valor estimado da micro (central geradora com potência instalada até 75 kW) e minigeração distribuída (MMGD) (central geradora com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW). Com isso, para esta análise, foi possível verificar que em apenas cinco anos, enquanto as demais fontes da matriz energética tiveram certa diminuição junto ao montante, a participação da fonte eólica cresceu 50.634 GWh e a FV 70.109 GWh, ressaltando a ascensão dessas duas fontes energéticas (ONS, 2025).

Contudo, tanto no Brasil quanto no mundo, embora as fontes renováveis de energia apresentem suas vantagens, visto a redução das emissões de carbono e a diminuição da dependência de combustíveis fósseis, elas também têm algumas desvantagens. A intermitência de geração dessas fontes; os desafios para armazenar a energia despachada por elas; a demanda por grandes espaços

para instalação (por exemplo, as fazendas solares e eólicas); o custo inicial (investimento) de suas instalações, especialmente nos países em desenvolvimento; a dependência de materiais raros para fabricação de insumos (vide o silício presente nas placas FV); e os desafios operacionais para integrar tais fontes à rede elétrica (exigindo *upgrades* e adaptações na infraestrutura para lidar com a variabilidade e a descentralização da produção de energia) são alguns dos principais pontos que ainda dificultam o uso pleno das fontes renováveis intermitentes nas matrizes de geração de energia ao redor do mundo (ARAÚJO et al., 2022; ADEWUYI et al., 2019; SOUZA, 2020).

Além disso, o crescimento exponencial das fontes renováveis em escala global tem ampliado o debate sobre os impactos associados à cadeia produtiva dos insumos utilizados e aos desafios relacionados ao descarte desses equipamentos ao final de sua vida útil. No caso da geração FV por exemplo, conforme apontado por HEIN (2021) e CAVALCANTE et al. (2022), embora os módulos FV apresentem uma longa vida útil (estimada em cerca de 25 anos), projeta-se que aproximadamente 550 mil toneladas de painéis solares sejam descartadas no Brasil até o ano de 2050.

Outro aspecto relevante refere-se aos impactos ambientais da mineração, especialmente no contexto da transição energética para fontes renováveis, que demandam uma quantidade crescente de matérias-primas minerais não renováveis. A IEA, por exemplo, projeta que em cenários alinhados com metas de neutralidade de carbono até 2050, a demanda por minerais como lítio, cobalto, níquel e grafite pode aumentar entre 20 e 40 vezes até 2040, impulsionada principalmente pela expansão de veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia. Tais projeções indicam que a transição energética exigirá uma expansão significativa da capacidade de mineração global para suprir a demanda por minerais essenciais às tecnologias de energia limpa (IEA, 2021).

CASTRO et al. (2024) também afirma que esse cenário de expansão das energias renováveis, implica uma elevação significativa na extração dos minerais estratégicos supracitados, e ainda ressalta que a atividade mineradora pode causar alterações expressivas no uso e na cobertura do solo, afetando negativamente ecossistemas e comunidades locais. Além disso, o elevado consumo de água nos processos de extração e beneficiamento mineral representa um risco adicional à disponibilidade e qualidade dos recursos hídricos.

Por fim, a crescente demanda por baterias no setor energético, também evidencia que práticas inadequadas de descarte compulsório destes itens podem levar à contaminação do solo, da

água e do ar, representando riscos significativos à saúde humana e ao ambiente (MROZIK et al., 2021).

Assim, diante dos impactos apontados, é essencial que a expansão das fontes renováveis esteja acompanhada por políticas públicas robustas que garantam a sustentabilidade em toda a sua cadeia produtiva. Entre as soluções prioritárias estão, por exemplo: a implementação de programas de logística reversa e reciclagem de módulos FV e baterias; o estímulo à pesquisa para o desenvolvimento de materiais alternativos com menor impacto ambiental e a adoção de normas mais rígidas para a mineração sustentável. Ademais, é fundamental promover incentivos econômicos e fiscais para empresas que adotem práticas de economia circular, de forma a mitigar os efeitos do descarte inadequado e reduzir a pressão sobre os ecossistemas e os recursos naturais (PEREIRA, 2018; SOUZA et al., 2023).

1.4 Motivação

No que se refere a transição energética, o tema abordado nesta dissertação destaca um assunto atual e que tem sido cada vez mais debatido em pesquisas de literatura técnica. Em um contexto nacional, o crescimento da geração distribuída (GD) no Brasil, especialmente a geração distribuída fotovoltaica (GDFV), que segue uma tendência mundial dessa tecnologia. Aliado a isso, é importante destacar que, segundo o *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, o Brasil apresenta grande potencial de geração FV devido a uniformidade na sua média anual de irradiação global (PEREIRA et al., 2006). Tal característica, atrelada ao aprimoramento da tecnologia e maiores incentivos à GDFV, tem despertado na sociedade o desejo de adquirir sistemas de geração autônoma, fato que contribui para o aumento dessa fonte energética em todo país (DA ROSA e GASPARIN, 2017).

Todavia, o crescimento da GD no Brasil e no mundo, destacando a GDFV – com expressivo índice de conexão dos painéis FV junto ao sistema de baixa tensão (127V/220V/380V) e média tensão (1 a 35 kV) – merece atenção. Isso porque a natureza da geração de energia por meio de fontes renováveis intermitentes (vide possíveis variações da velocidade dos ventos na tecnologia eólica e alterações constantes da incidência solar na geração FV), acaba promovendo ocorrências de instabilidade dos parâmetros operacionais da rede elétrica de distribuição (NUNES, 2017). Dessa forma, o aumento expressivo de potência injetada na rede de distribuição pode acarretar uma

série de problemas relacionados à variação dos níveis: de tensão; de corrente; e de frequência em seus alimentadores (MARQUES, 2019).

Nesse contexto, a proposta deste trabalho visa avaliar tecnicamente quais os possíveis impactos técnicos esse aumento expressivo da GD pode ocasionar na qualidade da energia elétrica (QEE) e na operação do sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), especificamente quando este opera diante de consideráveis níveis de sobretensão e sobrecarga no alimentador de energia. Tal análise considerará alguns cenários, com um aumento progressivo e significativo desses elementos de GDFV (em posições variadas no circuito) entre eles.

Com a realização deste estudo em um SDEE, será possível relacionar e quantificar as grandezas elétricas de interesse a serem analisadas, mediante cada cenário simulado e submetido a diferentes níveis de penetração de GDFV. Dessa forma, será possível fornecer parâmetros e métricas que permitam reavaliar o cenário de expansão do SDEE, propondo medidas mitigatórias e novas soluções para suportar o aumento da GD. Como parâmetros tem-se as variáveis medidas no sistema (tensão, corrente, potência e perdas). Já as métricas, referem-se aos indicadores de operação do SDEE: percentual de barras fora dos limites, capacidade de *hosting capacity*, fluxo reverso máximo etc.

Em suma, deseja-se aumentar a capacidade de acomodação de GDFV no SDEE, estabelecendo uma conexão técnica confiável e segura entre a GD e a rede elétrica. Nesse sentido, a literatura vem abordando o conceito de hospedagem máxima de GD junto à rede. Esse termo é conhecido como *hosting capacity* (capacidade de hospedagem), referindo-se à máxima quantidade de GD que pode ser conectada a um sistema de distribuição sem que sejam violados limites técnicos de operação, tais como tensão, carregamento de equipamentos, estabilidade e QEE.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho consiste na análise dos impactos técnicos (considerável ocorrência de sobretensão e sobrecarga no alimentador, além da incidência de fluxo reverso de potência no SDEE) frente ao aumento de GDFV no SDEE. Adicionalmente, busca-se avaliar a

influência de armazenadores de energia conectados ao sistema de distribuição (também chamado de alimentador de energia). Esses armazenadores serão alocados ao longo do alimentador com o intuito de mitigar problemas de sobretensão e sobrecarga. Com isso, tal prática pode ser um meio capaz de aumentar o *hosting capacity* da rede, a fim de garantir níveis confiáveis de operação com relação aos parâmetros de tensão e corrente ao longo do alimentador, em conformidade com os limites estabelecidos pelas normas técnicas vigentes. Ou seja, deseja-se encontrar uma forma de promover uma maior capacidade para acomodar GDFV na rede elétrica, difundindo assim a tecnologia de geração FV aos consumidores de energia, sem riscos à funcionalidade da rede e ao gerenciamento técnico por parte dos operadores e concessionárias de energia.

1.5.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos do trabalho pode-se citar:

1. Dimensionar os índices de *hosting capacity* (por sobretensão e por sobrecarga) do SDEE;
2. Analisar a influência de bancos armazenadores de energia em conjunto com a GDFV.

1.6 Estrutura do Trabalho

O Capítulo 1 está apresentando uma contextualização geral sobre o tema em estudo, bem como a problemática e a motivação para este trabalho.

Uma revisão bibliográfica, sobre os conceitos fundamentais do tema em análise, é trazida pelo Capítulo 2. Nesta seção, será discutido o impacto dos sistemas de GD na rede elétrica e medidas de mitigação de sobretensão e fluxo reverso de potências em redes de distribuição de média tensão (MT).

A utilização de armazenadores distribuídos de energia em SDEE é abordada no Capítulo 3. Nessa parte do trabalho, serão apresentados: um panorama sobre tecnologias empregadas; os níveis de potência dessa tecnologia de armazenagem de energia; os locais de instalação desses bancos armazenadores; seus respectivos custos; vida útil desse aparato técnico; e suas principais vantagens e desvantagens no contexto de aplicabilidade junto ao SDEE.

Com o intuito de avaliar um estudo de caso, o Capítulo 4 descreve um alimentador (com suas características físicas e condições de carregamento) onde são observadas, inicialmente, as condições de fluxo de potência sem a presença de GDFV. Em seguida, esse alimentador será submetido a um aumento progressivo de GDFV. Dessa forma, para cada cenário de simulação, os possíveis impactos oriundos dos geradores FV junto à rede, serão avaliados e discutidos.

Diante de possíveis impactos negativos da GDFV junto ao alimentador de energia, faz-se necessário encontrar uma solução que garanta que esses geradores permaneçam conectados e operando simultaneamente com a rede; nesse caso, sem causar danos operacionais ao SDEE. Ou seja, deseja-se garantir ou expandir o índice de *hosting capacity* (no caso, referente à sobretensão e sobrecarga) do alimentador, para acomodação de GDFV. À vista disso, como uma solução para o problema, o Capítulo 5 propõe a aplicação de armazenadores distribuídos, instalados ao longo do alimentador. Como isso pode ocorrer; como dimensionar e quantificar tais armazenadores; e como definir os respectivos locais de instalação desse aparato no SDEE, serão pontos debatidos nessa parte do trabalho.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentados os resultados da discussão; e no Capítulo 7, as conclusões deste estudo e respectivas propostas para trabalhos futuros, pensadas até então.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

Neste capítulo são apresentados os conceitos fundamentais a respeito dos impactos da GD no SDEE, abordando especificadamente os efeitos da GDFV.

Tal explanação constrói-se com base em alguns estudos publicados na área científica, onde a problemática da alta penetração de GD junto à rede elétrica de distribuição é debatida. Assim, essa discussão tem como objetivo averiguar as consequências do fato e fomentar maneiras de tratá-lo, elaborando medidas técnicas para mitigá-lo. Tais ações visam garantir a capacidade de acomodar, de forma segura e operacional, os sistemas de GD conectados ao SDEE.

Estabelecido isso, espera-se que os operadores e as concessionárias de energia possam encontrar condições de aprovar um número maior de projetos de GD junto ao SDEE. Consequentemente, um maior número de consumidores poderá ter acesso às fontes alternativas de energia, sem que a busca crescente por essas novas formas de geração promova problemas operacionais à rede elétrica (NIEDERHUEMER; SCHWALBE, 2017).

2.1 O Impacto dos Sistemas de Geração Distribuída na Rede Elétrica

A crescente demanda por energia elétrica nos últimos anos e o avanço de novas formas de tecnologia possibilitaram o ingresso de outros métodos para geração de energia junto ao SDEE. Com isso, investimentos em infraestrutura para uma nova configuração da rede elétrica, são essenciais, pois além de garantir o acesso a essas novas fontes energéticas, também asseguram a confiabilidade da rede; o que propicia a manutenção de bons indicadores de QEE aos consumidores (BARBOSA et al., 2020).

Inclusive, a respeito da análise de QEE, DECKMANN; POMILIO (2024) ressalta que o tipo de matriz energética que compõe o sistema de geração influencia tal análise. Isso porque, com a diversificação das fontes alternativas de energia elétrica – que substituem sistemas convencionais que emitem carbono na atmosfera (como no caso das centrais termelétricas; ou que, de acordo com órgãos de defesa do meio-ambiente, apresentam riscos ambientais, como as usinas nucleares) – os indicadores de QEE podem assumir diferentes pesos relativos quanto à qualidade da energia suprida.

De acordo com ALVES et al. (2020) as novas regulamentações do mercado energético em todo o mundo, associadas aos avanços tecnológicos mencionados e à dificuldade de recursos financeiros para a construção de grandes usinas convencionais (hidrelétricas, termelétricas, geradoras nucleares etc.), impulsionaram e tornaram o uso da GD uma realidade factual. Além disso, esse tipo de geração tem se tornado cada vez mais promissor à medida que se tornam mais eficientes e acessíveis (no âmbito da implementação) para diversos tipos de consumidores. Nesse sentido, o estudo de NAVARRO; NAVARRO (2017) destaca que a GD desempenha um papel fundamental, trazendo inúmeros benefícios a consumidores residenciais, comerciais e industriais no SDEE. Em suma, trata-se de um fornecimento alternativo de energia que pode ser implementado, na maioria das vezes (como o caso da GDFV), no mesmo local de consumo.

Entre fatos e projeções sobre a GDFV, o Brasil, no ano de 2019, atingiu a marca de 1987 MW de potência instalada (AB SOLAR, 2019). Já no ano de 2023, a GDFV destacou-se como a segunda fonte energética com maior potência instalada, firmando-se como uma forma de energia relevante dentro do panorama nacional; ficando atrás apenas da geração hidrelétrica (BORGES, 2023). A respeito dos indicativos futuros, estima-se que até 2050, a potência acumulada atinja a marca de 118 GW. Com isso, a porcentagem da carga total do SIN será atendida, com destaque para a GDFV (EPE, 2019).

Contudo, mesmo diante de números promissores, a penetração de GD, segundo SINGH et al. (2019), ainda é limitada devido à baixa capacidade de hospedagem das redes de distribuição tradicionais para essas fontes. Isso porque a maioria dos SDEE existentes foram modelados décadas atrás, quando se considerava uma topologia de fluxo de energia elétrica unidirecional da rede. Nessa mesma lógica, os sistemas de proteção e todo aparato operacional da rede também seguem a mesma topologia de fluxo unidirecional. Por isso, a crescente penetração de geração de energia

intermitente, por meio da GD, tem sido uma tarefa desafiadora no âmbito de planejamento e operação de sistemas elétricos. Isso porque, incluir a GD, pode promover um fluxo de energia bidirecional e alterar a natureza do sistema, de passivo para ativo.

A respeito da GDFV, mesmo garantindo: a redução do impacto negativo ao ambiente; a contribuição para a atenuação das perdas e custos com a transmissão; e a promoção de benefícios aos consumidores, o alto grau de penetração de fontes FV junto à rede é uma realidade preocupante. Isso porque, a imprevisibilidade e ausência de inércia dessa fonte energética, tem provocado inúmeros problemas operacionais no SDEE (ALVES et al., 2020; DECKMANN; POMILIO, 2024).

Entre os fenômenos indesejáveis nas redes de BT (baixa tensão) e MT destacam-se: alteração da magnitude e dinâmica das correntes de falta ao longo da rede; aumento das perdas técnicas ao longo do alimentador; mudança no carregamento de transformadores e/ou alimentadores; redução do fator de potência a montante das unidades geradoras; e sobretensões perigosas que podem causar danos aos equipamentos conectados à rede (BUIATTI et al., 2023).

Os estudos de SOUZA (2020) e ORTIZ-VILLALBA et al. (2023) também destacam que altos níveis de penetração de GD podem causar fluxo de energia reverso ao longo do alimentador de BT e MT, promovendo danos aos equipamentos sensíveis (eletrônicos, motores etc.) e acionamento dos dispositivos de proteções por sobrecarga.

Diante dessas condições desfavoráveis de operação da rede, as concessionárias de distribuição têm investigado e analisado o impacto das instalações solares FV e demais fontes de GD. O objetivo é desenvolver estratégias que servirão como um requisito obrigatório para garantir a integração segura e confiável dessas fontes energéticas à rede. Isso posto que, atualmente, diante da atual conjuntura do cenário de demanda energética e do crescimento da GD e suas respectivas tecnologias, avaliar a adaptabilidade do fornecimento de energia distribuída à rede de distribuição tornou-se uma pauta essencial e inadiável ao planejamento e operação do SDEE. (NAVARRO; NAVARRO, 2017; BUIATTI et al., 2023; CHEN et al., 2024).

2.2 Referencial Teórico

2.2.1 Sobretensão na rede devido à presença de GD

O estudo feito por CHAUDHARY; RIZWAN (2018), ressalta que quase 95% da capacidade de GDFV está instalada nos sistemas de distribuição de BT e MT. Dessa forma, como já mencionado, visto que a maioria desses aparatos foram projetados décadas atrás (em um cenário tecnológico e operacional bem distinto do atual) tais grupamentos não estão preparados para acomodar altas quantidades de energia em sua rede por conta da inserção da GD/GDFV. Isso porque, por exemplo, se o sistema FV integrado à BT, gerar mais potência do que a demanda de carga por exemplo, é provável que ocorra um fluxo de potência reverso, conceito que será discutido posteriormente nesta análise.

Além disso, diante deste cenário operacional atípico de fluxo, poderá ocorrer um aumento indesejável de tensão nos alimentadores da rede. Essa anomalia merece atenção e necessita ser tratada para não causar prejuízos tanto aos consumidores quanto às concessionárias de energia. Inclusive, visto que a estabilidade de tensão em sistemas de potência deve ser mantida em níveis aceitáveis em todas as barras do sistema, seja em condições nominais ou diante de perturbações, ADEWUYI et al. (2019) e DING et al. (2023) destacam que a análise e melhoria constante dessa estabilidade é uma grande preocupação dos operadores do sistema visto o eminente risco de colapso dos índices de tensão, em geral, promovendo sobretensão.

Segundo a literatura, entende-se como sobretensão, um aumento do valor eficaz da tensão durante mais de um minuto. Em geral, as causas desse fenômeno são: desbalanceamento de cargas; queda brusca de carga (baixa demanda repentina); falta de regulação de tensão, pois os transformadores de distribuição com taps fixos ou reguladores defeituosos não ajustam a tensão adequadamente; descargas atmosféricas; manobras de chaveamento; excesso de GD junto ao SDEE etc. (DECKMANN; POMILIO, 2024).

Aumentos de tensão também podem levar a um aumento no consumo de energia do cliente. Esses desafios ocorrem porque, como já ressaltado, os SDEE são normalmente projetados para fornecer energia unidirecional (das subestações para as cargas). Sendo assim, dada a crescente tendência à penetração de GD, ter uma metodologia para estudar os impactos potenciais de

qualquer interconexão de uma GD é essencial para que medidas eficazes possam ser implementadas a fim de resolver tais problemas no SDEE (ORTIZ-VILLALBA et al., 2023).

No tocante à GDFV no Brasil, as projeções futuras, os consideráveis incentivos e o expressivo crescimento dessa fonte energética têm demandado soluções técnicas que buscam controlar e minimizar a violação dos níveis de tensão na rede. O objetivo é extrair o máximo de geração possível dos geradores FV, sem a necessidade de desligar seus inversores em momentos críticos (MARQUES, 2019).

De acordo com CHAUDHARY; RIZWAN (2018), manter os níveis de tensão em uma rede de distribuição de BT é uma tarefa complexa diante do alto nível de penetração de GD. Isso se deve ao fato de que a resistividade das redes de BT torna o controle de tensão diferente do sistema de transmissão. No sistema de transmissão, diante da relação reatância (X) e baixa resistência (R), a razão X/R , é alta. Ao contrário, a relação X/R , na rede de distribuição em BT é baixa por conta de sua expressiva resistência. Dessa forma, segundo MARQUES (2019), a única maneira para reduzir a tensão na rede de BT, seria inibir a geração FV ou consumir o excedente de energia indesejável. Inclusive, a respeito desse superavit energético inoportuno ao SDEE, ao invés de consumo, pode-se pôr em prática a ideia de armazenar essa energia. Assim, ela ficará disponível para ser injetada na rede elétrica em momentos oportunos.

Oriunda do estudo feito por CHAUDHARY; RIZWAN (2018), a Figura 6(a) indica uma situação em que os limites de tensão da rede foram violados além do permitido (estabelecido para esta circunstância, em 1,03 pu). Nesse caso, a rede de distribuição experimentou uma violação dos níveis de tensão entre 10 e 16 horas (aproximadamente), período de maior irradiância solar sobre o sistema de geração FV e, conseqüentemente, maior produção de energia elétrica.

A Figura 6(b) apresenta o mesmo sistema de geração FV conectado à rede elétrica. Contudo, para essa situação, os níveis de sobretensão passaram a ser compensados pela atuação de um controle que manteve a tensão em limites aceitáveis, ou seja, abaixo ou igual ao valor de 1,03 pu.

Nesse exemplo apresentado, a atuação do sistema de controle delimitou os índices de tensão de duas formas possíveis: desligando os inversores da GDFV ou atuando para que, nos momentos de ultrapassagem da magnitude 1,03 pu, o excedente energético passasse a ser direcionado rumo a armazenadores de energia, ao invés de ser injetado na rede.

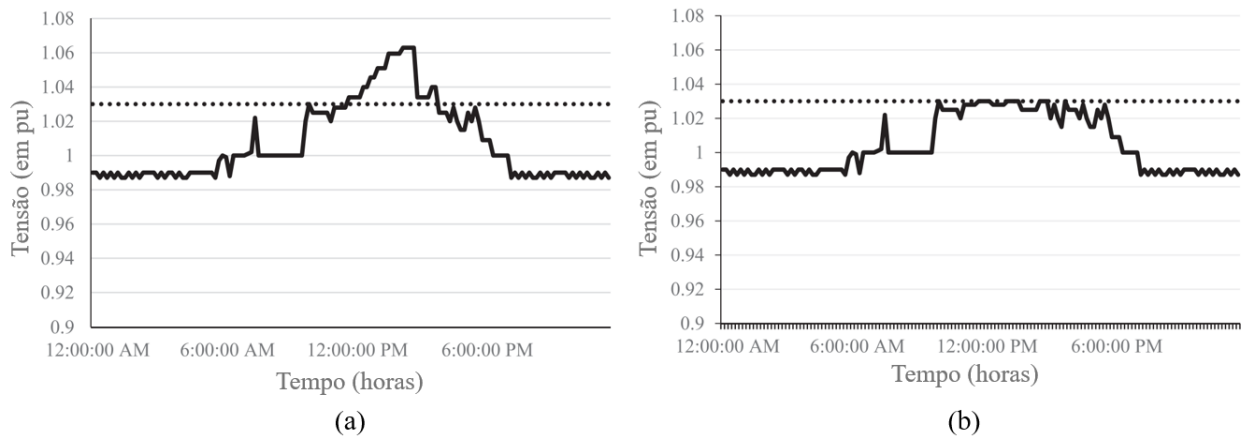


Figura 6 – (a) Perfil de tensão diário em uma rede sem controle de tensão (b) Perfil de tensão diário em uma rede com controle de tensão.

Fonte: Adaptado de (CHAUDHARY; RIZWAN, 2018).

Ainda segundo CHAUDHARY; RIZWAN (2018), existem inúmeras técnicas para controlar a tensão em redes com alta penetração de GD. Isso porque, a redução de sobretensão em redes elétricas com alta penetração de GD é crucial para garantir a estabilidade e a segurança do sistema.

A Figura 7, por exemplo, mostra um sistema que utiliza o armazenamento de energia em baterias para compensação de sobretensão no PCC (ponto de acoplamento comum; do inglês: *point of common coupling*). Essa sobretensão advém da alta penetração de GDFV junto à rede (barra CA).

Esse sistema propõe que, para controlar o fluxo de potência ativa entre a concessionária de energia e o sistema de GD, o excedente de energia seja direcionado e armazenado em um banco de baterias CHAUDHARY; RIZWAN (2018). Tal aparato técnico pode ser usado, por exemplo, no controle de tensão ilustrado pela Figura 6(b). Assim, ao longo do dia, no período de maior incidência solar e, conseqüentemente, maior geração de energia elétrica, todo excedente gerado, ao invés de ser injetado na rede, passa a ser direcionado para o carregamento das baterias.

Em suma, o objetivo é traçar uma estratégia de controle onde o conversor cc-cc irá atuar no gerenciamento de carga e descarga dos bancos de baterias. Assim, quando a tensão no alimentador da rede de distribuição de BT atingir níveis acima do permitido (valor estimado pelas normativas do operador de sistema local), o conversor atuará de modo a comandar o carregamento do banco de baterias. Ou seja, o excedente energético será desviado do alimentador e seguirá rumo às baterias para evitar indesejadas sobretensões no SDEE. Em contrapartida, no caso de uma demanda maior de consumo, frente à níveis insuficientes de geração (horário de pico por exemplo, onde a

incidência solar e a geração são nulas), os bancos de baterias passam a dar suporte à rede elétrica, despachando energia. Nessa situação, a atuação do sistema armazenador será fornecer energia para equilibrar e manter níveis aceitáveis de tensão nos alimentadores da rede de distribuição de BT (MARQUES, 2019). Ou seja, a energia que antes fora retirada da rede e armazenada nos bancos de bateria, para mitigar sobretensões, retorna ao SDEE para fornecer suporte à demanda das cargas.

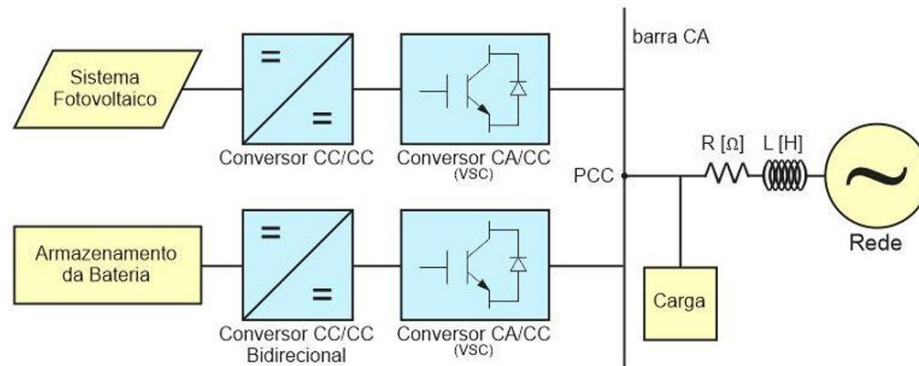


Figura 7 – Sistema que utiliza o armazenamento de energia em baterias para compensação de sobretensão na rede elétrica.

Fonte: Adaptado de (CHAUDHARY; RIZWAN, 2108).

2.2.2 Fluxo Reverso de Potência

De acordo com ADEWUYI et al. (2019) e ORTIZ-VILLALBA et al. (2023), a natureza intermitente da geração por meio de fontes renováveis de energia, em determinadas situações, pode acabar causando problemas de estabilidade na rede elétrica. Enquanto a previsibilidade das demais fontes energéticas é norteadas por índices pluviométricos, nível dos reservatórios, estratégia de despacho e preço de combustíveis fósseis ao longo de brechas temporais maiores, a incidência solar (no caso da GDFV) ou a velocidade dos ventos (no caso da geração eólica) pode variar em questão de segundos. Como consequência, diante de um cenário com alta penetração de GDFV junto à rede por exemplo, o fluxo de energia em um sistema de distribuição em BT/MT também pode variar repentinamente. Isso pode causar vários problemas de QEE para consumidores e concessionárias de energia. Dentre eles, de acordo com DING et al. (2023), quedas de energia e danos aos equipamentos da rede elétrica.

Segundo KHOMARUDIN et al. (2022), o fluxo de energia reversa nem sempre é um comportamento aceitável. Isso porque, por vezes, ele pode promover sobrecargas e perdas de energia no alimentador. Esse fato é causado pelo aumento e pela ultrapassagem do limite de capacidade térmica nos alimentadores do transformador. Dessa forma, quando um fluxo de energia reversa ocorre, pode haver um risco de falha de proteção no sistema. Esta é uma operação condicional indesejada durante uma condição de operação de falta, ou mesmo em um contexto nominal de funcionamento do sistema.

A respeito das perdas de energia no alimentador, ORTIZ-VILLALBA et al. (2023) ainda destaca que elas são proporcionais ao quadrado da corrente da linha. Esse impacto na rede de distribuição pode ser amplificado se a tensão se elevar. Isso porque as perdas do núcleo do transformador de distribuição são proporcionais à tensão do nó. Ou seja, o fluxo reverso de potência também é um fenômeno capaz de elevar os níveis de tensão da rede.

O estudo de SOUZA (2020) também ressalta que a expressiva presença de GD tem provocado mudanças operacionais no sistema de distribuição de energia. Isso porque, como dito anteriormente, tradicionalmente o fluxo de potência ocorre no sentido da subestação de distribuição de energia rumo ao consumidor. Em contrapartida, nessa nova configuração, o fluxo de potência pode se inverter de modo que o consumidor passa a ser uma expressiva fonte de potência no sistema de distribuição. A Figura 8 ilustra essas duas configurações: 8(a) configuração sem GD e 8(b) configuração com expressiva GDFV instalada na rede elétrica de distribuição.

De acordo com SOUZA (2020), o fluxo de potência bidirecional é a principal razão da mudança de operação do sistema de distribuição em BT. Essa nova configuração apresenta desafios às concessionárias de energia visto que a corrente de falta deixa de ser proveniente apenas da subestação e passa também a surgir ao longo da rede. Isso torna necessário a implementação de sistemas de proteção mais ativos e seletivos para atender a rede integralmente.

Sobre os índices nominais de frequência e tensão na rede em regime permanente, SOUZA (2020) ainda destaca que a QEE também passa a ser uma preocupação. Isso porque a natureza intermitente da GD, pode acarretar desvios de frequência da rede. Sem contar que a regulação de tensão passa a ser ambígua visto que a GD pode ofertar suporte de tensão em períodos de alta demanda. Contudo, quando a demanda solicitada é baixa, o nível de tensão na rede se eleva,

podendo violar os limites aceitáveis do alimentador e desencadear uma série de problemas a consumidores e concessionária de energia.

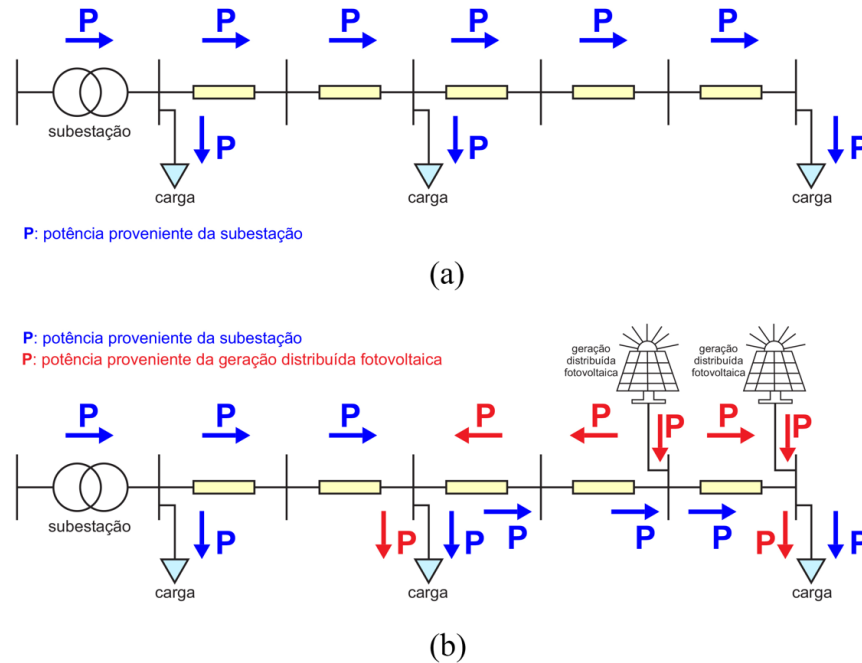


Figura 8 – (a) Fluxo de potência no sistema de distribuição sem GDFV conectada à rede (b) Fluxo de potência no sistema de distribuição com a presença de GDFV.

Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2020).

A respeito do comportamento da demanda em um cenário intermitente e com alta penetração de GDFV, um interessante fenômeno é descrito por DENHOLM et al. (2018) e denominado como curva do pato (*duck curve*). Esse fenômeno retrata uma curva, de carga líquida em um dia com alta incidência de GDFV, que pode vista na Figura 9.

A Figura 9 mostra uma formação típica de condição de curva de pato como resultado de penetrações solares FV variáveis. No caso, cenários onde ela aumentou progressivamente ao longo dos anos indicados. Observando o eixo das abscissas, naturalmente a energia FV começa a ser gerada conforme o sol nasce pela manhã. Em seguida, ela atinge seu pico por volta do meio-dia e começa a cair conforme o sol se põe no final da tarde. Essa potência em declínio no final da tarde, infelizmente é acompanhada por uma carga crescente (crescimento da demanda dos consumidores), exigindo um suprimento imediato de potência de pico de usinas de energia convencionais (rede tradicional). Assim, a adição de alta penetração de GDFV à rede elétrica aumenta a complexidade operacional do SDEE, pois resulta em condições contrastantes de menor demanda de carga durante

o meio-dia e maior demanda de carga nas primeiras horas da noite. A carga líquida, ou seja, a diferença entre a demanda de eletricidade (carga) e a porção fornecida pela energia FV gerada, é o que é chamado de curva do pato (PITRA; MUSTI, 2021).

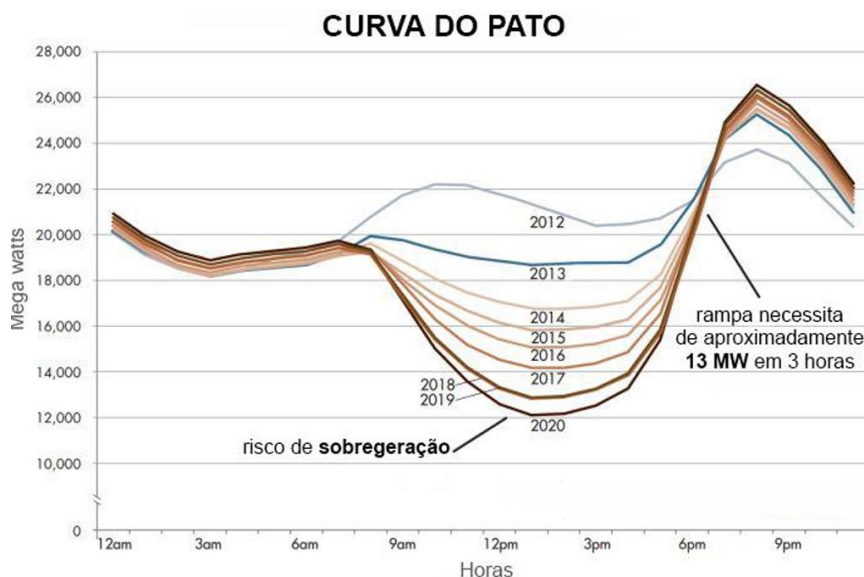


Figura 9 – Comportamento da demanda em um cenário intermitente e com alta penetração de GDFV: Curva do Pato.

Fonte: Adaptado de DENHOLM et al. (2018) e SOUZA (2020).

De acordo com DENHOLM et al. (2018), essa curva retrata os desafios de lidar com excessiva penetração de GDFV visto que a “barriga” do pato (com um histórico descrito entre os anos de 2012 e 2020) retrata o período diário de menor demanda, fato que coincide com o momento de máxima geração dos sistemas de GDFV. Nesse ponto extremo, caracterizado pela soma da energia da rede com a energia proveniente da GDFV, poderá ocorrer o risco de geração excessiva de energia e presença de fluxo reverso de potência no alimentador. Esse fenômeno ocorre por duas causas principais:

- As fontes de energia convencionais, contendo máquinas de partidas lentas que atendem a rede principal, estão se preparando para atender a rampa de carga do final da tarde;
- De forma autônoma e sem controle de despacho, fontes de GD aumentam a oferta de energia em momento de baixa demanda.

O estudo realizado por TEIXEIRA et al. (2018) e trazido por SOUZA (2020) também destaca um comportamento descrito pela curva do pato. Nesse caso, um alimentador real de 6353 consumidores está sob o impacto de alta GDFV. À medida que a GDFV é inserida no sistema, o

perfil da tensão ao longo do alimentador melhora. Contudo, em casos de penetração excessiva, constatou-se a ocorrência de sobretensão em algumas barras do sistema. Os registros, por meio da curva de pato desse caso, podem ser apreciados na Figura 10.

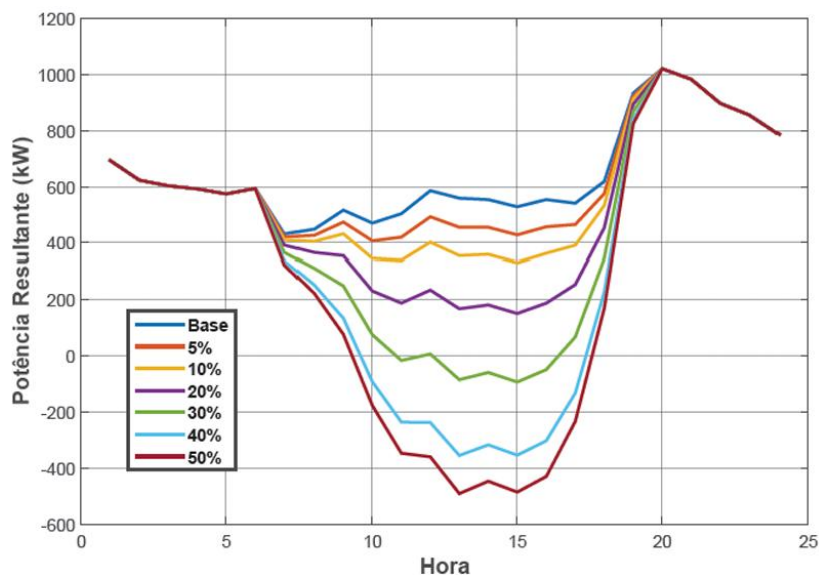


Figura 10 – Comportamento de carga líquida de um alimentador real.

Fonte: Adaptado de (TEIXEIRA, 2018).

O caso base retrata o comportamento do alimentador real sem a presença de GDFV. Os demais cenários, de 5% a 50%, descrevem o aumento progressivo de instalação de GDFV no alimentador em estudo. Essa situação comprova um caso em que a GDFV passou a fornecer mais energia do que a solicitada pelo sistema e suas respectivas cargas. Dessa forma, observa-se um fluxo reverso no alimentador a partir do cenário próximo a 30% de penetração de GDFV, com situação crítica ao nível de 50% de acomodação da GDFV na rede.

2.2.3 Hosting Capacity

O impacto trazido pela GD no sistema elétrico mundial, promoveu a necessidade de implementação de procedimentos canônicos por parte dos operadores do sistema e organizações internacionais, como por exemplo, o IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*). Tais intervenções têm como objetivo concretizar os benefícios oriundos da GD sem comprometer o funcionamento adequado e seguro da rede elétrica (FABIANO, 2017).

No Brasil, em 2013, a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) publicou a norma técnica NBR 16149, destinada a sistemas FV e que passou a ser adotada pelas concessionárias de energia e INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) (ABNT, 2013). Em seguida, no ano de 2015, a Resolução 687 da ANEEL estabeleceu normativamente as condições gerais para que GD de pequeno porte pudesse se conectar à rede elétrica (ANEEL, 2012). Posteriormente, no ano de 2022, o Marco Regulatório da GD, instituído pela Lei 14.300/2022, passou a representar uma estrutura legal e regulatória mais robusta, trazendo mais estabilidade e previsibilidade jurídica ao mercado de energia (BRASIL, 2022). Meses depois, a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.059 (REN 1059/23) aprimorou as regras para conexão e o faturamento de centrais de micro e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2023), bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SILVA; MIRANDA, 2023).

Contudo, percebe-se que além das normativas e padronizações para estabelecer uma conexão técnica confiável e segura entre a GD e a rede elétrica, a literatura vem abordando o conceito de hospedagem máxima de GD junto à rede. Esse termo é conhecido como *hosting capacity* (capacidade de hospedagem) (SILVA; MIRANDA, 2023).

O *hosting capacity* é o indicador da quantidade máxima de GD que uma rede (ou parte dela) pode hospedar sem que determinados índices operacionais sejam infringidos (NAVARRO; NAVARRO, 2017; OCHOA, 2019; SHI et al., 2022).

Sob essa perspectiva, no contexto da GDFV, diante da relação entre o crescente número de solicitações para conexão destes geradores à rede e o aumento das violações dos níveis de tensão em alimentadores de BT/MT, as concessionárias de energia passaram a adotar valores de *hosting capacity* para quantificar sua capacidade real de hospedar GD (NAVARRO; NAVARRO, 2017; OCHOA, 2019; NACMANSON; OCHOA 2022).

A exemplo de como o *hosting capacity* é relevante aos estudos da concessionária, com o objetivo de avaliar a possibilidade de acomodação de GDFV na rede, a Figura 11 apresenta um cenário interessante para ser apreciado. Trata-se de um infográfico fornecido pela Companhia Energética de Minas Gerais S.A. (CEMIG), uma das principais concessionárias de energia do Brasil, na data de 15 de maio de 2025. Esse estudo foi desenvolvido pelo técnico de Planejamento Murilo Mendes Maia, da CEMIG, com objetivo de aumentar a transparência e agilidade do

processo de consulta de acesso de cargas e minigeração. Dessa forma, a concessionária pretende reduzir prazos de conexão para GDFV, além de possibilitar aos consumidores a localização de pontos com maior viabilidade técnica, menor custo e menor prazo para conexão (CEMIG, 2023).

Os pontos em destaque no infográfico da Figura 11 representam as mais de 400 subestações de distribuição do estado de Minas Gerais (CEMIG, 2023). Os dados revelam uma situação crítica, com mais de 90% das subestações sem disponibilidade para conexão de GD. Essa situação certamente, além de fomentar a discussão dos índices *hosting capacity*, também comprova a relevância da discussão deste presente estudo em torno do problema da alta penetração de GDFV no SDEE.

Para solucionar esse problema, de acordo com (TORQUATO et al., 2018) há uma busca científica cada vez maior para aumentar a capacidade de hospedagem de GD nas redes de BT. Contudo, embora o conceito desse parâmetro esteja sendo amplamente estudado nos últimos anos, uma caracterização geral desse indicador ainda não foi totalmente definida. O estudo de TORQUATO et al. (2018) ainda ressalta que restam o entendimento de pelo menos três requisitos importantes, que ainda não são totalmente compreendidos sobre a capacidade de acomodação de GDFV junto ao SDEE. O primeiro deles diz respeito ao fato do *hosting capacity* ser um índice particular de cada sistema. Em segundo lugar, a causa do problema de sobretensão nos alimentadores da rede tem sido evidenciada pelos geradores FV. No entanto, ainda faltam estudos em larga escala dando respaldo a esta reivindicação. Por fim, estudos quantitativos a respeito do impacto do gerador e circuito sobre o *hosting capacity* não foram devidamente abordados antes.

Em suma, segundo NACMANSON; OCHOA (2022), tudo isso não contribui para o uso pleno da energia FV. Isso porque, a falta de um entendimento generalizado sobre a capacidade de acomodação da GD na rede cria atrasos, aumenta custos e inibe o consumidor de desfrutar integralmente dessa tecnologia.

A respeito da importância do índice de acomodação de GD no SDEE, na perspectiva de uma análise mais criteriosa da situação da rede elétrica, ARIF et al. (2022) destaca que estimar o *hosting capacity* é um procedimento essencial para o planejamento de microrredes de GD, especialmente a GDFV. Contudo a construção desse índice necessita considerar o perfil de demanda da rede, o perfil de despacho do gerador, a existência ou não de uma reserva operacional, a diversidade da GDFV e seus fatores de flutuação, a carga escalonada de geradores, a inicialização

dos geradores e o tempo mínimo de operação deles entre outros fatores característicos de cada cenário e mensurados em testes de operações extremas. Isso comprova que na verdade o *hosting capacity* é um índice que pode variar, dependendo do parâmetro, de referência, das condições da rede, da topologia técnica e do cenário de implantação do gerador FV. Ou seja, não se trata de um índice estacionário como muitas vezes é abordado na literatura.

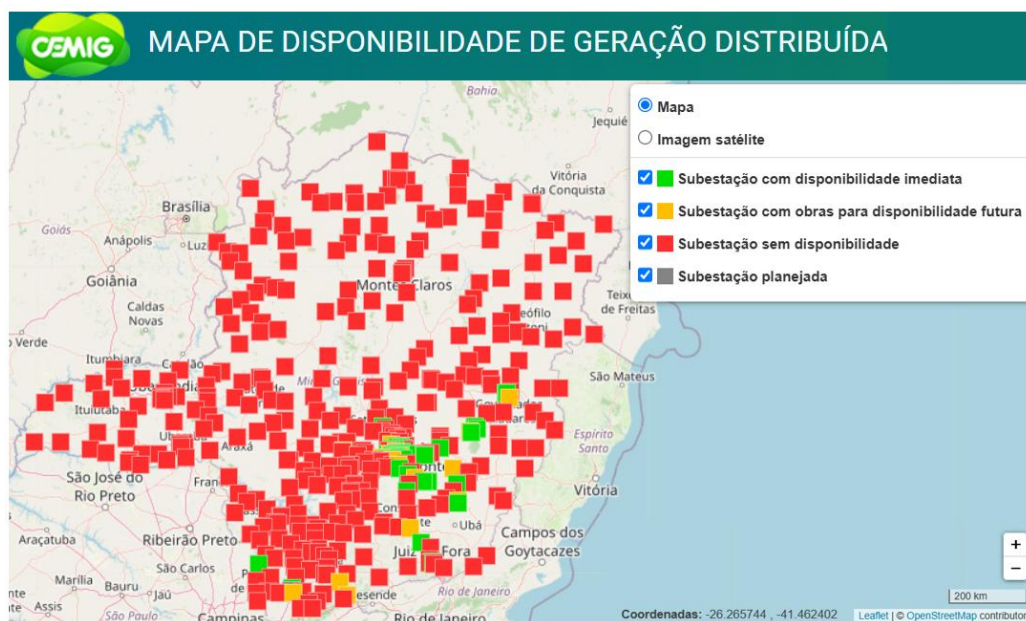


Figura 11 – Mapa de disponibilidade de geração distribuída da CEMIG para o estado de Minas Gerais.

Fonte: Adaptado de (CEMIG, 2023).

No estudo *Uma Avaliação Abrangente do Hosting Capacity Fotovoltaico em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão*, TORQUATO et al. (2018) fornece uma exaustiva análise sobre a capacidade de hospedagem de GDFV em 50000 sistemas de BT, representando 75% dos circuitos de uma distribuidora energética localizada na região sudeste do Brasil. A pesquisa identificou a sobretensão como o mais restritivo impacto da GDFV e foi conduzida utilizando o método estatístico de Monte Carlo. O trabalho monitorou simultaneamente os seguintes limites operacionais: qualidade da tensão (sobre/subtensão e desequilíbrio de tensão), capacidade térmica dos condutores e sobrecarga sob os transformadores. A Figura 12 apresenta um dos resultados desse estudo.

Outro resultado interessante pelo estudo de TORQUATO et al. (2018) é mostrado pela Figura 13. De acordo com a variação de porcentagem de consumidores com geração FV (20% a 100%), é possível perceber que, para cada aumento do índice de *hosting capacity* (eixo das

abscissas), há um cenário que retrata a permissividade de sistemas acomodados junto à rede. Analisando os dados de forma global, nota-se que a porcentagem de sistemas FV diminui à medida que o índice de *hosting capacity* aumenta. Contudo, a expressividade de sistemas conectados à rede é bem baixa junto à níveis de penetração FV mais altos. Isso caracteriza uma alta concentração dos sistemas em zonas de *hosting capacity* inferiores. O que comprova o impacto da acomodação de GDFV junto à rede.

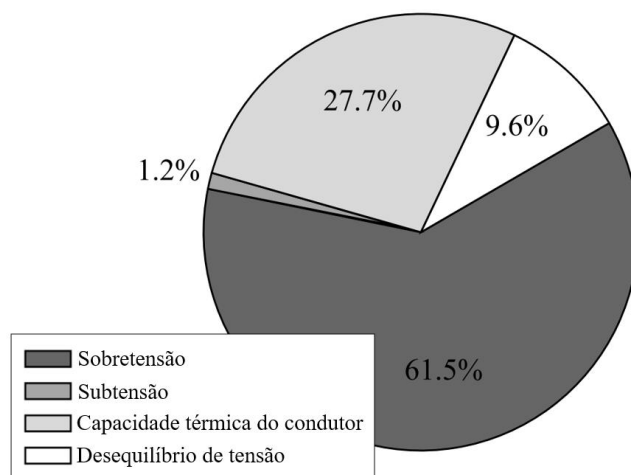


Figura 12 - Predominância da sobretensão como o limite operacional mais violado pela geração FV nos 50000 sistemas estudados (limite operacional mais restritivo para geração fotovoltaica).

Fonte: Adaptado de (TORQUATO et al., 2018).

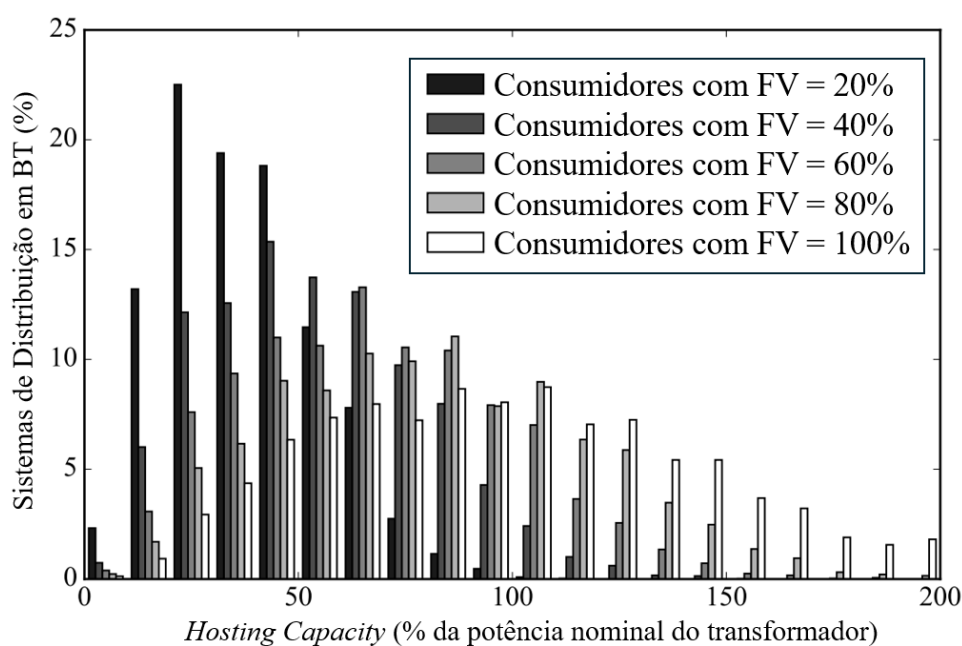


Figura 13 - Impacto da porcentagem de clientes com geração fotovoltaica no *hosting capacity*. Fonte: Adaptado de (TORQUATO et al., 2018).

2.3 Estratégias para Mitigar Sobretensão em Alimentadores com GDFV

Diante dos conceitos de sobretensão, fluxo reverso de potência e índice de *hosting capacity*, abordados nas seções anteriores, faz-se necessário traçar estratégias que possibilitem o uso pleno dos sistemas de GDFV. O objetivo é não restringir o uso da GD, evitando privar consumidores e concessionárias de energia dos benefícios trazidos por essa tecnologia de geração.

Conforme CHAUDHARY; RIZWAN (2018), as técnicas de regulação de tensão nas redes de distribuição de BT, altamente impactadas por GDFV, podem ser classificadas em três categorias:

- 1) Redução da potência ativa em sistemas FV;
- 2) Controle de potência reativa;
- 3) Armazenamento de energia elétrica em banco de baterias – aparato conhecido na literatura como BESS (*Battery Energy Storage System*).

Uma outra estratégia a ser adotada aponta uma readequação física dos alimentadores de rede e seus respectivos aparatos técnicos. Nesse caso, a substituição de condutores e/ou transformadores, por uma classificação mais adequada do que a original, é uma solução para atenuar o aumento de tensão. Porém esse procedimento, realizado em grande escala, é complexo e oneroso (NACMANSON; OCHOA, 2022). Mas nada impede que, considerando a presença massiva da GDFV e de outras GD na atual conjuntura energética, tais práticas venham a ser aplicadas em projetos de implementação de futuras redes de distribuição.

Da mesma forma, além das técnicas citadas anteriormente, NACMANSON; OCHOA (2022) destaca que os dispositivos: FACTS (do inglês: *Flexible Alternating Current Transmission*); STATCOM (do inglês: *Static Synchronous Compensator*); SVCs (do inglês: *Static VAr Compensator*) e bancos de capacitores também podem ser utilizados como mecanismos de mitigação de flutuações de tensão. Contudo, este presente estudo dará enfoque apenas na análise comparativa entre as três técnicas de regulação de tensão supracitadas.

2.3.1 Redução da Potência Ativa em sistemas FV

A redução (ou limitação) da potência ativa injetada na rede pelos sistemas FV é um método capaz de regular a tensão a níveis aceitáveis nos alimentadores de BT/MT. Isso ocorre pois, ao

reduzir a potência ativa, diminui-se a corrente nas linhas do alimentador e, conseqüentemente, os níveis de tensão (BIRD et al., 2016; CHAUDHARY; RIZWAN, 2018; XAVIER et al., 2018).

Entretanto, segundo CHAUDHARY; RIZWAN (2018), limitar a potência ativa de sistemas FV (termo também conhecido na literatura como *curtailment*) pode ser uma solução imediata para combater problemas de sobretensão e fluxo reverso de potência em SDEE. Contudo, tal procedimento não é considerado uma estratégia tão eficiente ou econômica a longo prazo. Isso porque, tal prática, reduzirá a receita do proprietário ou gestor da geração.

Em ALVES et al. (2020) constata-se que o desligamento da GDFV compromete a gestão energética de consumidores que geram sua própria energia e despacham o excedente da geração para a rede (os chamados prosumidores). Isso porque, em condições favoráveis de irradiação solar o consumidor pode ter a sua produção excedente reduzida ou anulada, comprometendo inclusive o retorno dos recursos financeiros investidos (*payback*) para gerar sua própria energia elétrica.

Nesse sentido, segundo (IEA, 2024; SINTON 2024), é possível concluir que limitar a injeção de potência ativa pode significar um desperdício de energia renovável. No caso da GDFV por exemplo, reduzir sua potência ativa significa deixar de aproveitar energia solar gratuita e limpa, contradizendo os objetivos da transição energética debatidos no Capítulo 1 deste estudo. Além disso, tal prática é uma solução parcial e ineficiente. Isso porque, redes com alta penetração FV exigem soluções dinâmicas como: reforço da infraestrutura, controle inteligente de reativo e armazenamento de energia em bancos de baterias.

Em síntese, apenas desligar ou limitar parte da geração de energia é uma prática que desperdiça recursos renováveis, minimiza o retorno financeiro da GDFV e não se alinha com as atuais metas de descarbonização (estipuladas por políticas de sustentabilidade no Brasil e no mundo).

2.3.2 Controle de Potência Reativa

A equação (2.1) mostra que o aumento no fluxo de potência ativa (P), sem elevação da tensão (V) só é possível quando uma certa quantidade de energia reativa (Q) é usada. Sendo R , a resistência, X , a impedância reativa e V_R a tensão final de uma rede (CHAUDHARY; RIZWAN, 2018).

$$|\Delta V| = \frac{PR+QX}{V_R} \quad (2.1)$$

Assumindo que a tensão da rede é constante, faz-se necessário uma alteração na potência reativa junto ao ponto de acoplamento comum (*Point of Common Coupling* – PCC) a fim de manter o nível de tensão. Dessa forma, segundo CHAUDHARY; RIZWAN (2018), a variação de potência reativa (ΔQ) é descrita como:

$$\Delta Q = \frac{-R}{X} \Delta P \quad (2.2)$$

De acordo com CHAUDHARY; RIZWAN (2018), esse controle (conhecido na literatura como *Volt-Var*) pode ser realizado diretamente pelos inversores FV. Esses equipamentos possuem a capacidade de absorver e fornecer energia reativa juntamente com a energia ativa, sendo então, um método capaz de mitigar a sobretensão nas redes de distribuição de BT através do controle de potência reativa.

Contudo, CHAUDHARY; RIZWAN (2018), também ressalta que o inversor só fornece potência reativa, sem perder uma parte da potência ativa, quando sua potência aparente é aumentada. Somado a isso, o controle de potência reativa pode levar à alta quantidade de corrente, perdas e redução do fator de potência na entrada do alimentador. Isso porque as tensões na BT são mais sensíveis à potência reativa devido as características mais resistivas dessas linhas.

Percebe-se então que, mesmo diante da possibilidade dos inversores FV operarem como um serviço ancilar do sistema – dando suporte à rede ao injetar potência reativa e compensando correntes harmônicas – estes podem ser danificados ou terem uma redução de sua vida útil ao operarem sob saturação de corrente em tais condições (XAVIER et al., 2018). Tal fato, coloca em discussão a viabilidade desse método, especialmente porque, sendo aplicado junto ao prosumidor de energia, este poderá não aceitar ou não se responsabilizar pelos custos adicionais e potenciais prejuízos associados ao risco de degradação prematura de seus equipamentos.

2.3.3 Armazenamento de Energia Elétrica em BESS

Como visto anteriormente, a tensão nodal pode ser regulada ajustando a potência ativa e reativa injetada ou absorvida na rede. Contudo, essa velocidade de regulação de tensão irá depender

da convergência de velocidade dos algoritmos de otimização. Por outro lado, métodos com controlador de realimentação de tensão estável são mais simples e possuem alta escalabilidade, visto que apenas o parâmetro de tensão é usado para realizar o controle (KANG et al., 2022).

Ainda de acordo com KANG et al. (2022), e tendo como referência a Figura 7, o BESS (indicado no esquema como: armazenamento da bateria) absorve energia da rede de distribuição de BT nos momentos em que a tensão no PCC se encontra acima do limite superior. Em contrapartida, injeta energia na rede quando a tensão no PCC é menor que o limite demandado por ela. Além disso, segundo ADEWUYI et al. (2019), a inclusão do BESS junto à distribuição BT visa melhorar a flexibilidade do sistema de energia, prevenir a ocorrência de fluxo de potência reversa, garantir a manutenção da estabilidade de frequência e assegurar um fornecimento de energia com qualidade.

Segundo NGUYEN et al. (2023) o BESS desempenha um papel crucial no fornecimento de estabilidade à rede elétrica e na otimização da integração de fontes de energia renováveis intermitentes. Além disso, esse aparato, quando associado a um sistema de controle, ajuda a equilibrar a rede e mitigar a variabilidade e a intermitência das energias renováveis provenientes da GD, garantindo um fornecimento de energia mais estável e confiável.

Dessa forma, tratando especificamente da geração FV, esse método maximiza o uso da GDFV apenas coordenando o estado de carga (do inglês: *State of Charge* – SoC) entre os BESS. Um resumo dessa estratégia de controle distribuído, aplicado para regular tensão da rede, pode ser apreciado na Figura 14.

Um estudo realizado por DING et al. (2023) demonstra uma estratégia de controle ainda mais completa e coordenada, onde um Dual ADSS (do inglês: *Dual-Multi Agent Subsystems*) permite uma percepção global de todos os componentes da GD, incluindo BESS, geradores FV e rede principal interconectados em um ponto denominado IPMD (do inglês: *Interconnection Point between Main-Network and Distribution-Network*). Essa configuração permite uma coordenação adaptativa e dinâmica, sem despacho de rede. Ainda segundo DING et al. (2023), isso garante uma melhoria no autoconsumo de energia FV, garantindo que o reverso de potência do PCC esteja sempre abaixo do limite e maximiza o efeito de regulação dos picos de tensão. Além disso, esse *layout* garante uma comercialização descentralizada de energia, permitindo que a energia distribuída e gerada no sistema possa ser comercializada diretamente entre consumidores por meio

do método P2P (do inglês: *Peer to Peer*). Esse método, coordenado por uma programação linear, visa reduzir a troca líquida absoluta de energia entre consumidores e a concessionária, explorando então a energia a ser gerada por uma previsão de dois dias a frente, garantindo uma melhor organização para a troca de energia excedente entre os prosumidores.

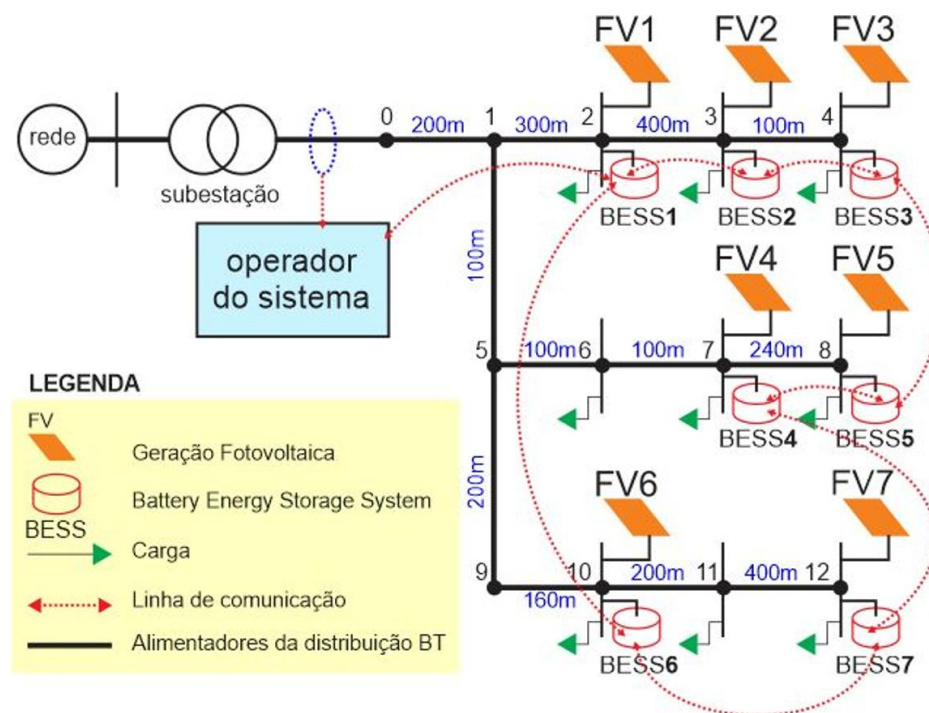


Figura 14 - Rede de distribuição em BT com um grupo heterogêneo de BESS interconectados, GDFV e cargas.

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

Dessa forma, percebe-se então que o avanço das tecnologias de algoritmos baseados em estatísticas para previsão dos perfis de carga, níveis de geração FV, balanços de energia futura, entre outros parâmetros, têm grande serventia em sistemas onde os armazenadores de energia são aplicados para mitigar os efeitos de sobretensão da rede. No tocante às baterias, DING et al. (2023) ainda afirma que a lógica *fuzzy* e modelos de controle preditivo para escalonamento em GDFV com baterias, entre os pontos já listados, também são técnicas que minimizam a degradação das baterias e o congestionamento da rede, enquanto maximizam o autoconsumo.

É interessante citar também, as contribuições do estudo de FERNANDES (2021). Nesse trabalho, o autor propõe e compara diferentes abordagens de controle – baseadas nos estados de carga (SoC) e de saúde (SoH) das baterias – com o objetivo de prolongar a vida útil dos bancos de baterias e garantir maior eficiência operacional do sistema. Para isso, utilizando dados reais de uma

usina solar e modelos avançados de degradação, a pesquisa mencionada evidencia que a escolha adequada da estratégia de controle pode mitigar impactos típicos da GDFV (como flutuações de potência e degradação acelerada das baterias) além de promover maior previsibilidade e estabilidade nos sistemas elétricos.

Um ponto interessante levantado por PEREIRA et al. (2019) ressalta que os algoritmos para otimização de controle entre BESS, GDFV e rede elétrica também otimizam a alocação das baterias (local de instalação e quantidade de células necessárias). Isso certamente contribui para viabilizar o uso dessa tecnologia ao reduzir custos globais de investimento, diminuir perdas de potência ativa e evitar que uma grande quantidade desses equipamentos fique espalhada pelo sistema. Isso garante que a aplicação do BESS contribua para o aumento da estabilidade e confiabilidade da rede, melhor aproveitamento dos benefícios das energias renováveis da GD e presença de reservas de energia para a concessionária.

Já MA et al. (2017) afirma que o sistema de armazenamento de energia em larga escala está disponível para suportar flexibilidade confiável do sistema de energia para acompanhamento de carga e regulação de frequência do sistema. Tais vantagens só são possíveis por conta da rápida resposta do BESS frente às demandas do SDEE.

Além disso, segundo ALVES et al. (2020), o BESS aplicado ao SDEE com GDFV garante alívio de carga nos transformadores de distribuição, melhoria do fator de carga do sistema, aumento do *hosting capacity* da GDFV, e o adiamento de investimentos na rede elétrica (como troca de alimentadores, transformadores e readequação de subestações).

Em ADEWUYI et al. (2019) também são destacadas algumas vantagens dos BESS, tais quais: rápida instalação e, comparado às demais opções listadas, maior facilidade para operações que dão suporte de energia ativa e reativa ao sistema de BT. Contudo, o estudo também apresenta uma desvantagem que diz respeito ao aumento de custo e volume dos bancos de baterias à medida que a robustez e demandas do sistema evoluem.

Por fim, o estudo de DING et al. (2023) também destaca que embora não seja tão econômico quanto outros métodos de mitigação de sobretensão, o armazenamento de energia oferece soluções mais atraentes à medida que proporciona à rede elétrica um armazenamento rápido de energia junto a um controle eficaz.

De acordo com DING et al. (2023), a Tabela 1 relaciona e realiza uma comparação entre os principais métodos para mitigação de sobretensão nos alimentadores da rede de distribuição em BT. O método de mudança de TAP nos transformadores de distribuição também está relacionado. Mas por possuir, de modo geral, uma resposta lenta, uma eficiência baixa e custos altos para implementação, não foi detalhado nesse estudo como uma opção atraente para atacar o problema da sobretensão.

É importante ressaltar que o levantamento de dados da Tabela 1, permite analisar pontos positivos e negativos entre os métodos de mitigação de sobretensão. Contudo, é necessário compreender que o uso de cada uma das estratégias depende do contexto da aplicação, dos custos de projeto e das condições operacionais a que seus respectivos aparatos técnicos serão submetidos.

Diante da análise comparativa da Tabela 1 e dos conceitos abordados anteriormente, no caso desse estudo (que visa mitigar efeitos negativos na rede de distribuição frente à demasiada penetração de GDFV), mesmo apresentando um alto custo de implementação, a estratégia do uso de BESS foi eleita por conta de sua rápida resposta de tempo para atuar no problema. Além disso, por critério de eliminação das outras duas estratégias: não é interessante limitar o excedente de potência ativa, ou seja, desligar a operação da GDFV quando há energia à disposição (irradiação solar). Isso porque, essa energia pode simplesmente ser armazenada para, em momentos oportunos, ser injetada na rede. Do mesmo modo, a respeito do controle de reativo nos inversores, para o contexto deste estudo, não é interessante estabelecer uma solução que comprometa o funcionamento e/ou vida útil do inversor FV, pois, como dito, isso também pode comprometer a receita do prosumidor de energia elétrica.

Tabela 1 – Comparação dos diferentes métodos para mitigar sobretensão em redes de BT com alta penetração de GDFV

Características	BESS	Controle de Potência Reativa	Redução de Potência Ativa	Mudança de TAP nos Transformadores
Resposta de Tempo	Rápido	Muito Rápido	Muito Rápido	Lento
Eficiência	Alta	Alta	Alta	Baixa
Custo	Alto	Menor que BESS	Baixo	Alto
Perdas no Sistema	Menores	Altas	Menores	Menores
Efeitos no Fator de Potência	Nenhum	Degrada o Fator de Potência	Sem Efeito Significante	Sem Efeito Significante

Fonte: Adaptado de (DING et al., 2023).

2.4 Conclusões

Neste capítulo, foram explorados os conceitos referentes aos impactos da GD na rede elétrica de BT/MT, dando uma maior ênfase à GDFV. Além disso, foram apresentadas algumas metodologias que visam mitigar os efeitos negativos da GD sob o SDEE em determinadas situações críticas, como por exemplo, quando os níveis de geração de energia (GD somada à rede elétrica) se sobrepõe à demanda das cargas.

Inicialmente foram apresentadas algumas razões que justificam a presença cada vez mais atuante da GD no SDEE, tais quais: busca mais incisiva pelo uso de fontes renováveis de energia; desenvolvimento de novas tecnologias de geração; dificuldade de recursos financeiros para a construção de grandes parques convencionais de geração; e necessidade de suprir o crescimento da demanda dos consumidores – destacando o fato desse tipo de geração ser cada vez mais promissor à medida que se tornam mais eficientes e acessíveis, especialmente no âmbito de implementação a diversos tipos de consumidores (em geral no próprio local de consumo). Contudo, esse crescimento de novas fontes energéticas intermitentes tem exigido uma maior dedicação das concessionárias de energia elétrica – que, nesse conjuntura, necessitam de maior atenção às ações de planejamento e operação do SDEE para garantir a QEE a seus clientes.

Em seguida, foram abordados alguns conceitos fundamentais que perfazem o entendimento do tema em estudo. Sendo eles: a ocorrência de sobretensão na rede por conta da presença de fontes renováveis intermitentes operando no SDEE; diante das sobretensões, o surgimento de um fluxo reverso de potência ao longo do alimentador em função da penetração copiosa de GD na rede; e a discussão sobre o conceito que relaciona o índice de acomodação de GD no SDEE, também chamado na literatura técnica de *hosting capacity*.

Finalmente, relacionando os conceitos fundamentais supracitados, são discutidas estratégias para mitigar efeitos operacionais indesejáveis no SDEE perante o demasiado ingresso de GD no alimentador. Nesse sentido, frente a uma série de técnicas, este presente estudo, que analisa os efeitos da GDFV nas redes de BT, optou por dar ênfase a três metodologias: redução da potência ativa em sistemas FV; controle de potência reativa nos inversores FV; e armazenamento de energia elétrica em BESS. Assim, foi possível elaborar uma análise comparativa entre esses três métodos.

Sendo assim, diante do contexto da aplicação, dos custos de projeto e das condições operacionais a que seus respectivos aparatos técnicos estão sendo submetidos, é possível eleger uma, dentre as três metodologias, para ser implementada. No caso deste presente estudo verificou-se que a inserção de BESS, em sistemas de distribuição, impactados por alta penetração de GDFV, é uma técnica viável e capaz de reestabelecer os níveis adequados de operação do alimentador. Além disso, em uma análise eliminatória diante das outras duas estratégias, o uso de BESS é um método que não depende da redução de potência ativa e do controle de potência reativa no inversor. Fatores que, respectivamente, podem comprometer a receita plena da geração e colocam em risco o funcionamento e/ou vida útil do inversor FV quando estão operando para absorver ou fornecer energia reativa juntamente com a energia ativa.

CAPÍTULO 3

UTILIZAÇÃO DE ARMAZENADORES DISTRIBUÍDOS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos, características e tecnologias empregadas nos armazenadores distribuídos de energia elétrica (ADEE) alocados junto ao SDEE. Em geral, esse aparato técnico é instalado próximo aos consumidores ou em pontos estratégicos da rede de distribuição. Assim, é possível promover uma maior flexibilidade, eficiência e confiabilidade ao sistema elétrico.

Até o momento, neste trabalho, os armazenadores citados para mitigar intercorrências (perturbações e/ou desafios operacionais) no SDEE foram tratados como BESS. Nesse sentido, é preciso esclarecer que o BESS é um tipo de ADEE. Mas nem todo ADEE é necessariamente um BESS. Isso porque os BESS são sistemas de armazenamento constituídos exclusivamente de baterias (lítio-íon, chumbo-ácido, fluxo etc.). Contudo, os ADEE, englobam todas as tecnologias de armazenamento distribuído, incluindo: baterias (BESS); volantes de inércia (*flywheels*); supercapacitores; armazenamento térmico; hidrogênio verde etc.

Portanto, neste estudo, toda menção sobre BESS faz referência aos ADEE instalados juntos ao SDEE. Isso pois, o objeto de estudo em análise, concerne à inserção de bancos de baterias distribuídos ao longo do alimentador para redução dos impactos da inserção acentuada de GDFV em redes de distribuição.

3.1 Contextualização

O ato de armazenar significa guardar ou recolher, conter em depósito e acumular para fazer provisões. No âmbito da eletricidade, desde sua descoberta, existe uma dedicação, por parte da ciência, na busca por métodos eficientes para armazenagem da energia elétrica. Em vista disso,

segundo SILVA; BORTONI (2016), a indústria do armazenamento tem evoluído consideravelmente no intuito de se adaptar aos requisitos e avanços tecnológicos. Em suma, atualmente os sistemas de armazenamento de energia tem possibilitado uma grande variedade de abordagens tecnológicas a fim de gerir o fornecimento de energia, criando uma infraestrutura energética mais robusta, funcional, integrada e confiável.

De acordo com SABOORI et al. (2015), o armazenamento de energia pode ser definido como a conversão dessa energia, de formas difíceis de armazenar (por exemplo, energia elétrica e energia eólica), para formas armazenáveis mais convenientes. Nesse sentido e no contexto deste estudo, armazenar energia elétrica define-se como converter eletricidade em uma forma armazenável mais conveniente para ser convertida novamente em eletricidade quando houver necessidade.

Anos atrás, os estudos de FARRET; SIMÕES (2006) e SILVA; BORTONI (2016), já afirmavam que o armazenamento de energia em sistemas elétricos estava cada vez mais em voga. Isso porque, ao se considerar o advento das redes elétricas que exploravam recursos energéticos convencionais e/ou renováveis, tais unidades armazenadoras passaram a ter um papel essencial para unificação, distribuição e ampliação da capacidade de operação da GD junto ao SDEE – fato que se consolida atualmente.

Contudo, as fontes renováveis de energia, presentes na GD, são dependentes das condições climáticas, o que caracteriza seu padrão de geração intermitente. Além disso, sua subutilização, ou até mesmo ociosidade nos períodos de baixa demanda de carga, são ocorrências recorrentes no SDEE. Assim, fica evidente a importância do armazenamento dessa energia subutilizada para utilização futura. Nesse sentido, esse respectivo montante energético armazenado pode servir como complemento em situações de alta demanda ou como fonte integral em situações que a energia primária fornecida pela concessionária não esteja disponível (KLEINBERG et al., 2014).

Ainda segundo KLEINBERG et al. (2014), o aparato de armazenagem de energia possibilita a conexão de dispositivos da GD, sem requerer atualizações de custo elevado na reestruturação do SDEE e seu respectivo cabeamento. Além disto, como visto anteriormente, permitem a mitigação de sobrecarregamento das linhas e apresenta outros benefícios, tais quais a melhoria da QEE, a redução da operação de mudança de taps dos transformadores de distribuição e redução da carga de pico do sistema em horários de alta demanda energética.

3.2 Tipos de Instalação

Como visto anteriormente, cada vez mais os armazenadores de energia elétrica estão sendo utilizados em redes de distribuição de energia elétrica. Essa configuração oferta maior flexibilidade, melhora a QEE e promove maior integração das fontes renováveis intermitentes de energia. Para tal, suas instalações podem ser classificadas em duas categorias principais (de acordo com sua localização e função no sistema): em frente ao medidor de energia do consumidor (do inglês, *front-of-the-meter*, termo comumente citado pela literatura técnica), ou seja, do lado referente à rede da concessionária de energia; e atrás do medidor (do inglês, *behind-the-meter*), que significa, do lado das cargas do consumidor (CAMPOS et al., 2022; IEA, 2024).

De acordo com CAMPOS et al. (2022), os BESS são alocados à frente do medidor de energia com o intuito de promover maior estabilização da rede, controlando a frequência e a tensão. Além disso, tal técnica pode adiar consideráveis investimentos em infraestrutura (cabearamento, transformadores etc.) e reduzir picos de demanda em subestações. Outro aspecto relevante refere-se à estratégia de armazenar energia elétrica em períodos de maior geração e menor consumo e, posteriormente, injetá-la na rede durante os horários de maior demanda. Por fim, pode-se dizer que o BESS à frente do medidor auxilia a integração de energias renováveis intermitentes com o sistema elétrico.

Ainda segundo CAMPOS et al. (2022), no caso em que os armazenadores são instalados atrás do medidor, ou seja, dentro da unidade consumidora (residências, indústrias, comércios etc.), observa-se a intenção de: promover um autoconsumo da geração autônoma de energia (exemplo: consumidor com sistema FV), armazenando, assim, o excedente de energia; reduzir custos na fatura de energia, minimizando a demanda contratada e o consumo em horários de tarifas onerosas; garantir um *backup* em bateria para ser usado em situações de quedas de energia; garantir a comercialização de energia em mercado livre, ou seja, vender serviços auxiliares para redes em modelos como GD.

A Figura 15 mostra um esquema ilustrativo dessas duas formas de conexão de armazenadores de energia com baterias operando no sistema elétrico.

O Quadro 1 apresenta um comparativo entre os tipos de instalação de BESS: em frente ao medidor e atrás do medidor de energia elétrica.

Segundo CAMPOS et al. (2022), ressalta-se que, com relação à escala, alguns BESS à frente do medidor, podem variar de kW a GW no caso de microrredes isoladas, projetos piloto e estabilização localizada (redes de distribuição com alimentadores críticos). Mas sua aplicação mais comum e economicamente viável está na faixa de MW a GW para atender às necessidades da rede elétrica.



Figura 15 – Tipos de instalação de BESS.

Fonte: Adaptado de (EVESCO, 2025).

Quadro 1 – Comparativo entre BESS caracterizado como: em frente ao medidor e atrás do medidor

Característica do BESS	Em frente ao medidor	Atrás do medidor
Propriedade	Concessionária ou Geradora	Consumidor
Conexão	SDEE ou Transmissão	Após o medidor
Escala	kW a GW	kW a MW (sistemas modulares)
Principais benefícios	Estabilidade da rede; serviços auxiliares	Economia na fatura; backup
Regulação	Sujeito a regras de operação da rede	Enquadrado em GD ou autoconsumo

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

Com relação ao horizonte, que projeta o uso de BESS nesses dois cenários de aplicação, observa-se que a aplicação de armazenadores de energia elétrica à frente do medidor cresce em projetos de larga escala, especialmente em regiões com alta penetração de energias renováveis intermitentes junto aos alimentadores. Já a tecnologia aplicada atrás do medidor, tem sido

impulsionada pela queda no custo das baterias e incentivos à GD. Contudo, o desenvolvimento de ambas as técnicas depende do estabelecimento de normas claras para conexão e remuneração dos serviços e do desenvolvimento de aparato técnico para gerir sobrecargas e integrar redes inteligentes (*smart grids*) (CAMPOS et al., 2022).

Em suma, diante do que foi apresentado, conclui-se que a técnica de aplicação de BESS, à frente ou atrás do medidor de energia elétrica, depende dos objetivos (estabilização da rede *versus* economia para o consumidor). Ambos os modelos são complementares e essenciais para uma transição energética eficiente, garantindo maior confiabilidade e sustentabilidade ao sistema de distribuição. Inclusive, no futuro, os sistemas BESS atrás do medidor tendem a se consolidar como elementos-chave para a gestão ativa da demanda, aumentando a autonomia do consumidor e sua participação no mercado de energia (CAMPOS et al., 2022).

3.3 Mercado de BESS

De acordo com NASCIMENTO (2022), a principal função do BESS é estocar energia em condições específicas e despachar ou utilizar essa mesma energia em períodos de maior demanda das cargas ou frente a práticas de tarifas mais altas. Assim, tal técnica promove um equilíbrio que é guiado pelos horários de geração e consumo de energia.

Contudo, a aplicabilidade desse tipo de serviço por parte dos operadores depende dos custos de mercado para montar e gerenciar toda a infraestrutura. Outro ponto, não menos importante, diz respeito à necessidade de estabelecer estruturas regulatórias sólidas, por meio de normativas legais que esclareçam e fiscalizem a implantação dessa nova conjuntura de geração e consumo de energia, com armazenadores instalados tanto à frente quanto atrás do medidor. Ou seja, além do aparato técnico e funcional, as operações com BESS necessitam ser pautadas sob a viabilidade econômica e acessibilidade (normativas regulatórias).

A respeito da viabilidade econômica, NASCIMENTO (2022) salienta que, no Brasil e em alguns mercados ao redor do mundo, ainda há falta de incentivos relativos a apoio tecnológico, financeiro, definições de esquemas tarifários e modelos de participação desses sistemas no setor elétrico. Além disso, até então, existem inúmeras barreiras capazes de impedir a classificação e a listagem de incertezas quanto ao processo de gerência desses sistemas de armazenamento operando

junto do sistema elétrico. Assim, faz-se necessário uma estrutura de mercado específica para gerir os serviços em pauta (gestão de contratos e pagamentos) e uma definição concreta dos papéis e atuações entre as partes envolvidas nessas negociações.

Da mesma forma, segundo ALELUIA et al. (2022), é preciso ressaltar que o nível de interesse dos governos e instituições envolvidas também vai ditar o grau de desenvolvimento da tecnologia de BESS operando junto ao setor elétrico; inclusive, no sentido de estabelecer normativas regulatórias funcionais e de transição que garantam o acesso pleno dessa técnica a consumidores e concessionárias de energia.

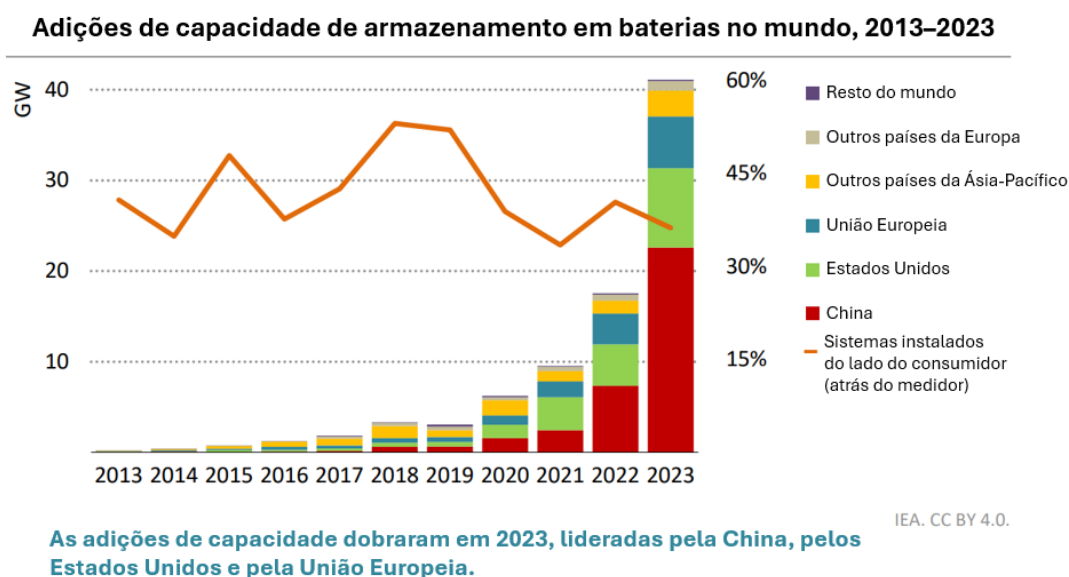
3.3.1 Mercado Global de BESS

Segundo o relatório *Global Energy Storage Market Outlook* (BloombergNEF, 2024), até o ano de 2030, a capacidade global de BESS deve atingir 1000 GWh (crescimento de 10 vezes em relação aos índices de 2023). Essa projeção é estabelecida tendo como base: a tendência de custos de baterias; as análises de políticas públicas e modelos de negócios; a queda do custo médio de sistemas BESS (uma redução média de 80% desde 2013); e dados sobre tecnologias emergentes (baterias de estado sólido e baterias de sódio-íon, por exemplo).

Além disso, como mostra a Figura 16, extraída do relatório *Batteries and Secure Energy Transitions* (IEA, 2024), o aumento da capacidade global de BESS na última década sinaliza um progresso expressivo dessa tecnologia nos principais mercados energéticos. Fato que, de certa forma, apoia as projeções sinalizadas pelo relatório da BloombergNEF (2024).

Em números, extraídos do relatório da IEA (2024), ao longo da última década, a capacidade global instalada de BESS aumentou exponencialmente, de cerca de 1 GW em 2013 para mais de 85 GW em 2023. Desse montante atingido, cerca de 65% do aparato adicionado refere-se a sistemas de grande porte. Além disso, 35% das adições anuais (em média) refere-se à adição de armazenadores de baterias instalados atrás do medidor, sem uma conexão dedicada à rede. Já o armazenamento em grande porte, localizado à frente do medidor, refere-se a grandes aplicações conectadas diretamente à rede de transmissão/distribuição primária, normalmente variando de algumas centenas de kWh a vários GWh.

O relatório supracitado da IEA (2024), ainda destaca a utilização de BESS em SDEE em algumas regiões de destaque no planeta. Nesse seguimento, a China tornou-se o principal mercado de armazenamento em baterias no ano de 2022, com sua participação nas adições anuais globais aumentando de cerca de 20% em 2019 para 55% em 2023. Destaca-se ainda o fato de que, cerca de dois terços da capacidade adicional chinesa ser constituída em escala de utilidade pública, impulsionadas por políticas regionais para combinar novos projetos de GDFV e/ou eólica com armazenadores de energia.



Nota: GW = gígawatts.

Figura 16 – Aumento da capacidade de BESS em todo o mundo, 2013-2023.

Fonte: Adaptado de (IEA, 2024).

Como segundo maior mercado de BESS, ainda segundo dados do IEA (2024), os Estados Unidos da América praticamente dobraram seus índices do ano de 2022, atingindo mais de 8 GW de energia armazenada em BESS em 2023. Tal marca foi garantida por melhoria na economia, queda nos custos de equipamentos e incentivos fiscais. Além disso, tal cenário foi impulsionado pela necessidade de garantir maior estrutura aos mercados de serviços auxiliares – setor onde os BESS estão cada vez mais presentes para fornecer serviços de balanceamento – e aumentar os índices de *hosting capacity* em estados com alta participação de GD por fontes intermitentes.

Com relação à União Europeia, o relatório do IEA (2024) evidencia que a capacidade instalada de BESS aumentou 70% no ano de 2023, com acréscimos anuais de quase 6 GW. Desse

montante, quase 90% foi associado ao armazenamento instalado atrás do medidor, principalmente na Alemanha e na Itália. Nesses dois países, altos preços de energia elétrica no varejo e incentivos (isenções fiscais e empréstimos a juros baixos) apoiam a combinação de energia FV em telhados com armazenamento autônomo. Já em relação ao uso de BESS em larga escala (instalados à frente do medidor), os acréscimos são cada vez mais apoiados por leilões no setor. Na Itália por exemplo, leilões de capacidade realizados em 2022, para entrega em 2024, concederam contratos que totalizaram 1,6 GW para armazenamento em BESS, com alguns desses sistemas entrando em operação em 2023. Já o Reino Unido, adicionou mais de 1 GW em BESS no ano de 2023, tornando-se o maior mercado europeu para baterias em grande escala.

Os dados do IEA (2024) também expõe outros mercados com crescimento significativo dessa pauta. A Austrália por exemplo, saltou para 1,3 GW de armazenamento em BESS em 2023, um aumento de aproximadamente 2,5 vezes em relação ao ano de 2022. Desse montante, aproximadamente 60% referem-se a projetos na escala de concessionárias de serviços públicos (à frente do medidor). O restante, também reflete o aumento da capacidade de BESS instalados atrás do medidor. Fato impulsionado por incentivos financeiros para que o consumidor passasse a combinar sistemas FV residenciais com o uso de baterias *in loco*.

A adição de capacidade de BESS em escala de concessionárias de serviços públicos no Japão e na Coreia do Sul também aumentou substancialmente em 2023, atingindo, respectivamente, mais de 400 MW e 300 MW nesses países. O Japão inclusive, adicionou mais de 300 MW de BESS atrás do medidor de 2020 a 2024. Já na Coreia do Sul, as adições de BESS, no ponto do consumidor, atingiram o pico no ano de 2018. Mas o mercado despencou após a retirada dos subsídios, não recuperando, até então, o nível de destaque atingido desde então (IEA, 2024).

Enquanto isso, de acordo com os dados do IEA (2024), o Chile adicionou quase 250 MW de armazenamento em grande escala em 2023, tornando-se o primeiro país da América Latina a implementar armazenamento em baterias em grande escala.

Por fim, o relatório *Batteries and Secure Energy Transitions* (IEA, 2024), afirma que em outras regiões do planeta, os acréscimos de capacidade de BESS têm sido limitados até o momento. Contudo, além da rápida aceleração nos principais mercados atuais, espera-se que o crescimento da capacidade se expanda para novos mercados em breve. Falando especificamente do mercado da

Índia, as metas de armazenamento de energia e o apoio financeiro prometem a emergência de um grande mercado para armazenamento em baterias.

3.3.2 Mercado de BESS no Brasil

O setor elétrico brasileiro está passando por uma transformação significativa com a crescente adoção de BESS. Esse fato é impulsionado pela expansão das energias renováveis intermitentes e pela necessidade de aumentar a flexibilidade e segurança do setor elétrico. Isso se explica porque o Brasil, que historicamente dependeu de hidrelétricas, passou também a enfrentar desafios relacionados à variabilidade hidrológica, muitas vezes tendo que recorrer ao auxílio das usinas termelétricas (que são mais onerosas) para conseguir suprir a demanda energética. Diante disso, tal condição, somada à intermitência das fontes solar e eólica, coloca em voga a técnica de armazenamento de energia elétrica em baterias como uma solução estratégica (ABSOLAR, 2025).

De acordo com o *Plano Decenal de Expansão de Energia 2032* EPE (2022), no Brasil, o uso de BESS atrás do medidor (junto às unidades consumidoras), com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda não é tão expressivo. Isso porque a regulação de MMGD no país não favorece o armazenamento de geração, pois expressa um cenário onde a rede elétrica funciona como uma bateria para o gerador. Em outras palavras, até o momento não existe uma regulação específica para o uso de baterias com injeção do excedente na rede. Porém, nada impede que o consumidor utilize seu BESS para fazer uma gestão interna do seu consumo e geração.

A respeito do uso de BESS à frente do medidor (armazenadores conectados diretamente à rede elétrica e geralmente operados por geradoras, distribuidoras ou comercializadoras de energia), no Brasil, esse tipo de cenário ainda está ganhando impulso. Esse movimento crescente, assim como no resto do mundo, é impulsionado pela expansão das energias renováveis intermitentes (principalmente FV e eólica), necessidade de flexibilidade em um sistema historicamente dependente de fontes hidrelétricas e por novos modelos de negócios em leilões reguladores além do mercado livre de comercialização de energia (ABSOLAR, 2025).

O estudo de SOUZA E SILVA (2022) ainda destaca que para escala de rede (uso de BESS à frente do medidor), de acordo com as resoluções normativas da ANEEL nº 697/2015 (ANEEL, 2015) e nº 822/2018 (ANEEL, 2018) e o Submódulo 14.1 do NOS (ONS, 2009), as aplicações de

armazenadores de energia para fins ancilares devem ser realizados por agentes de geração e transmissão contratados nos leilões. Mas isso ocorre a partir do ponto de vista técnico de um sistema em que os geradores instalados junto ao SIN operariam em regime permanente e não intermitente (como por exemplo GDFV e GD eólica). Assim, ainda não é possível a contratação de prestadores específicos. Pois para utilizar BESS na prestação de serviços ancilares, é necessário a alteração do atual modelo de mercado de energia.

Contudo e até então, ainda segundo SOUZA E SILVA (2022), a grande participação da geração hidrelétrica no SIN garante que essa fonte atue como serviço ancilar. Porém, a expressividade do aumento das fontes intermitentes eólicas e solares e o ingresso de novas usinas hidrelétricas sem reservatório no Brasil, apontam a tecnologia do armazenamento eletroquímico em BESS como solução expressiva em breve.

O trabalho de NASCIMENTO (2022), ressalta que a viabilização do BESS já está em curso. Contudo, esse fenômeno ainda carece de informações capazes de nortear regras e padronizações, bem como informações acerca da acessibilidade e viabilidade do sistema. Assim, a obtenção de informações sobre o atual estado de entrada do BESS no setor elétrico, pode ser alavancada com a instalação de projetos piloto. Ou seja, a implantação de projetos e estudos reais, capazes de auxiliar: a compreensão de atividades e padronização; o aprendizado de requisitos técnicos; a compreensão da confiabilidade desse aparato operando junto à rede.

Com o intuito de estimular projetos de P&D (pesquisa e desenvolvimento), foi lançada, no ano de 2016, a chamada de projeto ANEEL nº 21/2016 intitulada *Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro*. Essa chamada teve como objetivo antecipar os movimentos do mercado para promover um movimento coordenado e ordeiro com relação à adoção de novas tecnologias favoráveis à implantação de BESS no Brasil.

Assim, em 2024, o relatório *Resultados da Chamada de P&D estratégico ANEEL nº 21* (ANEEL, 2024), divulgou as principais apurações de alguns projetos piloto de BESS, implantados ou ainda em desenvolvimento em diversas regiões do Brasil.

Ainda segundo a ANEEL (2024), a Chamada nº 21/2016, recebeu vinte e nove projetos, que trataram de uma ampla gama de tecnologias ligadas ao armazenamento de energia. Dentre todos,

vinte e um foram aprovados em avaliação inicial e vinte foram concluídos até o final do mês de março de 2024. Tais projetos propõe uma avaliação de diferentes aspectos da inserção de BESS no setor elétrico brasileiro. Segundo CAMPOS et al. (2022), um breve resumo de vinte desses estudos pode ser analisado no Quadro 2.

Quadro 2 – Projetos concluídos da Chamada ANEEL nº 21/2016: *Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro* (até 03/2024)

Projeto Vale	
Localização	Ilha Guaíba, RJ
BESS	10 MWh: Lítio
Integração com fontes renováveis	Hidrelétrica
GD	Não há
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(GREENER, 2021) e (VALE, 2020)
Projeto Certi	
Localização	Eusébio, CE
BESS	1 x 111 kWh: Lítio/ 5 x 5 kWh: Lítio
Integração com fontes renováveis	FV e Eólica
GD	FV: 24 kW e Eólica: 7 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(MARTINS, 2020)
Projeto ITEM e Moura	
Localização	Belo Jardim, PE
BESS	560 kWh: Lítio
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 310 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(ITEM, 2020)
Projeto Luz para Todos	
Localização	Ilha de Lençóis, MA
BESS	288 kWh: Chumbo-ácido
Integração com fontes renováveis	FV e Eólica
GD	FV: 21,06 kW e 32,34 kW; e Eólica: 22,5 kW

Classe	<i>Off-grid</i>
Fase	Operacional
Referências	(GREENER, 2021) e (COSME, 2020)
Projeto Aldo	
Localização	Maringá, SP
BESS	Lítio: 414 kWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 300 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(GREENER, 2021)
Projeto P&D CEMIG	
Localização	Uberlândia, MG
BESS	Lítio: 1360 kWh e Chumbo-ácido: 225 kWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 549 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(GREENER, 2021) e (ANEEL, 2019)
Projeto P&D CESP	
Localização	Rosana, SP
BESS	510 kWh: Lítio
Integração com fontes renováveis	Hidrelétrica, FV e Eólica
GD	FV: 2,97 kW e Eólica: 2,4 kW
Classe	À frente do medidor
Fase	Operacional
Referências	(GREENER, 2021) e (CESP, 2017)
Projeto P&D UTFPR	
Localização	Curitiba, PR
BESS	Chumbo-ácido: 56,7 kWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 10,88 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(MARIANO et al., 2021)
Projeto P&D UFPA	
Localização	Belém, PA
BESS	Lítio: 100 kWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 100 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(MARIANO et al., 2021)

Projeto P&D CELPE	
Localização	Ilha de Fernando de Noronha, PE
BESS	Lítio: 510 kWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 1 MWp
Classe	<i>Off-grid</i>
Fase	Operacional
Referências	(GREENER, 2021)
Projeto P&D ISA - CTEEP	
Localização	São Paulo, SP
BESS	Lítio: 100 kWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 150 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(USP, 2019)
Projeto P&D FURNAS	
Localização	Itumbiara, GO
BESS	Lítio: 600 kWh
Integração com fontes renováveis	Hidrelétrica e FV
GD	FV: 1 MWp
Classe	À frente do medidor
Fase	Operacionl
Referências	(FURNAS, 2020) e (SINDISTAL, 2021)
Projeto P&D ENERGISA MS	
Localização	Região do Pantanal, MS
BESS	45 kWh e 80 kWh: Lítio ou Chumbo-ácido
Integração com fontes renováveis	FV
GD	Não especificado
Classe	<i>Off-grid</i>
Fase	Operacional
Referências	(LACTEC, 2019)
Projeto P&D CEMIG	
Localização	Belo Horizonte, MG
BESS	Lítio: 1,1 MWh e Chumbo-ácido: 1 MWh
Integração com fontes renováveis	FV

GD	FV: 1,42 MWp
Classe	À frente do medidor
Fase	Operacional
Referências	(LEITE et al., 2019)
Projeto P&D ENGIE	
Localização	Tubarão, SC
BESS	Lítio: 1 MWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 3 MWp
Classe	À frente do medidor
Fase	Operacional
Referências	(UFSC, [s.d.]) e (CANALENERGIA, 2021)
Projeto P&D CPFL	
Localização	Campinas, SP
BESS	Lítio: 2 MWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 1 MWp
Classe	À frente do medidor
Fase	Operacional
Referências	(CPFL, 2021) e (RIBOLDI et al., 2020)
Projeto P&D CPFL	
Localização	João Câmara, RN
BESS	Lítio: 1,29 MWh
Integração com fontes renováveis	Eólico
GD	Eólico: 25,2 MW
Classe	À frente do medidor
Fase	Operacional
Referências	(CPFL, 2021) e (GEPEA, 2021)
Projeto P&D NEOENERGIA	
Localização	Remanso, BA
BESS	Lítio: 928 kWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	Não especificado
Classe	<i>Off-grid</i>
Fase	Operacional
Referências	(NEOENERGIA, 2020)

Projeto ITAIPU BINACIONAL	
Localização	Brasília, DF
BESS	Enxofre-sódio: 282 kWh
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV: 90 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(ITAIPU, 2016)
Projeto ITAIPU BINACIONAL	
Localização	São Gabriel da Cachoeira, AM
BESS	Capacidade de Enxofre-sódio não especificada
Integração com fontes renováveis	FV
GD	FV - 180 kW
Classe	Atrás do medidor
Fase	Operacional
Referências	(ITAIPU, 2020)
Projeto CHESF	
Localização	Casa Nova, BA
BESS	Lítio: 1 MW
Integração com fontes renováveis	FV e Eólico
GD	FV:1 MW e Eólico:1,5 MW
Classe	À frente do medidor
Fase	Em projeto
Referências	(CHESF, 2020)

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

Analisando os objetivos, as descrições e os resultados dos projetos listados pela Quadro 2 (CAMPOS et al., 2022), é possível inferir que esses protótipos implantados ao longo do país abordaram cinco frentes de estudo:

1. Aspectos tecnológicos das baterias;
2. Métodos de despacho de energia armazenada às redes;
3. Sustentabilidade;
4. Sinergia entre a rede elétrica convencional e os BESS;
5. Regulamentação do uso de BESS no sistema elétrico brasileiro.

A respeito dos aspectos tecnológicos das baterias, os estudos analisaram aspectos tais como: tempo de descarga; estado de carga das baterias (SoC), vida útil (ciclos), eficiência, densidade energética, preço etc. Nesse sentido, os testes percorreram por cenários de conexão a redes de BT e MT, assim como em sistemas com arranjo desconectado ou ilhado para suprir regiões isoladas (como Pantanal Sul Mato-Grossense e arquipélago Fernando de Noronha). Nessas áreas isoladas, de acordo com ANEEL (2024), foram implantadas microrredes inteligentes contendo usina FV e BESS, ou adição deste arranjo a um gerador a diesel para operações com mais segurança e eficiência energética.

Sobre os métodos de despacho de energia armazenada às redes, segundo ANEEL (2024), alguns dos projetos listados no Quadro 2, também abordaram formas de otimizar a operação coordenada dos BESS. Nesse sentido, foram implementados algoritmos de otimização para monitorar o despacho da energia armazenada, zelar pela operação e manutenção da tecnologia e gerenciar a vida útil das baterias que compõe os bancos armazenadores. Esse processo, segundo os dados apresentados, possibilita que os sistemas sejam mais eficientes e possam operar com uma vida útil maior.

Nesse sentido, o estudo de SALEEM et al. (2024), conclui que um sistema de gerenciamento do BESS, contribui para a tomada de decisões inteligentes em tempo real, considerando fatores como custos, demanda de energia, condições da rede e degradação das baterias. Pois ao otimizar o SoC e o tempo de carga e descarga, o sistema de gerenciamento pode reduzir significativamente a degradação prematura da bateria. Esse fato contribui para a sustentabilidade a longo prazo e para maximizar a relação custo-benefício entre BESS e GD.

Ainda sobre eficiência energética, e no que diz respeito à sustentabilidade, de acordo com ANEEL (2024), alguns projetos foram implementados reutilizando baterias e inversores FV. Essa ação certamente contribui para a pauta que discute o que fazer com tais equipamentos (que cada vez mais estão presentes no contexto das redes elétricas e frotas eletrificadas) quando estes já não servem mais para utilização em suas aplicações iniciais.

A respeito da sinergia entre rede elétrica (transmissão e distribuição) e implantação de BESS, nos projetos da Chamada nº 21 (ANEEL, 2024), a presença dos armazenadores de energia promoveu maior possibilidade para inserção de energias renováveis e intermitentes no SIN. As principais soluções trazidas pelos protótipos dizem respeito: ao suprimento de energia em casos de

contingência; à prestação de serviços ancilares de regulação de tensão e controle de frequência e potência reativa; ao nivelamento de carga; à redução de picos de demanda energética; à postergação de investimentos nas redes de distribuição e transmissão.

Por fim, diante da motivação da Chamada nº 21, pode-se dizer que os projetos supracitados buscam nortear um caminho para a regulamentação do uso de BESS no sistema elétrico brasileiro. Mas é preciso ressaltar que, até o momento, esse movimento encontra-se em fase de finalização da Análise de Impacto Regulatório (AIR) e da proposta de resolução normativa por parte da ANEEL (ANEEL, 2024). Mesmo assim, a partir dessa mobilização, já é possível prever um horizonte com maior inserção de soluções de armazenamento de energia em BESS junto ao SIN.

Em síntese, conclui-se que o armazenamento eletroquímico no setor elétrico brasileiro apresenta vantagens técnicas evidentes. No contexto internacional, com o mercado se expandindo rapidamente, essa análise também aponta diretrizes favoráveis. Nesse sentido, segundo SOUZA E SILVA (2022), a utilização de baterias no setor elétrico brasileiro é inevitável, principalmente com o aumento do ingresso das fontes intermitentes de geração energética no SDEE e o avanço da GD no lado da demanda. Contudo, deve-se ressaltar que esses modelos de negócio apresentam características, demandas regulatórias e cenários distintos frente à ampla faixa de aplicações do uso de BESS no setor brasileiro. Assim, nota-se que as demandas se encontram em diferentes estágios, seja em escala de rede (frente do medidor) ou junto ao consumidor/prosumidor (atrás do medidor de energia).

O estudo de SOUZA E SILVA (2022) ainda destaca que, no âmbito do mercado de energia brasileiro, há a necessidade de adaptações regulatórias que permitam que os BESS participem de mercados de serviços ancilares e sejam remunerados em conformidade. Além disso, métodos de medição e critérios de faturamento necessitam ser desenvolvidos e implementados.

Conforme dados do PNE 2050 – *Plano Nacional de Energia 2050* (EPE, 2020), preparar-se para uma matriz energética com grande percentual de geração variável (não controlável) e para a presença de BESS (em auxílio a esse cenário), é um desafio. À vista disso, faz-se necessária a regulamentação do uso de sistemas de armazenamento junto à geração, transmissão, distribuição e atrás do medidor, bem como, a adequação dos modelos de planejamento, programação e despacho de energia.

3.4 Alternativas Tecnológicas

Inicialmente, é preciso ressaltar que este estudo não pretende aprofundar ou detalhar os processos químicos e/ou aspectos construtivos das baterias que compõem um BESS direcionado a fornecer apoio ao sistema elétrico. Nesse sentido, estudos mais específicos e aprofundados sobre a tecnologia construtiva de células eletroquímicas, podem fornecer maiores informações a respeito: dos princípios de funcionamento; da densidade e potência energética; da modelagem e otimização; dos processos de degradação; do SoC; do reuso de baterias (segunda vida) etc.

Em síntese, neste trabalho, a abordagem do uso das baterias que compõem o BESS limita-se às alternativas tecnológicas desses armazenadores junto ao SDEE. Ou seja, ao aspecto e comportamento funcional desses dispositivos quando conectados ao sistema elétrico.

Para dar prosseguimento às alternativas tecnológicas das baterias que compõem um BESS, é interessante compreender alguns termos relevantes que as descrevem (OLIVEIRA, 2024; CHATZIGEORGIOU et al., 2024):

- **Célula:** é a unidade eletroquímica fundamental da bateria, composta por dois eletrodos (um cátodo e um ânodo) e o eletrólito. A depender do material que a compõe, nela é gerada uma tensão característica.
- **Material Ativo:** é a parte da célula de energia, diretamente responsável pelas reações de carga e descarga da bateria.
- **Eletrodos:** são materiais da célula eletroquímica com a capacidade de conduzir elétrons. São responsáveis por fornecer sustentação estrutural para o material ativo e criar uma zona reacional rica em material eletro quimicamente ativo.
- **Separador:** é um material eletricamente isolante. Possui estrutura microporosa e permeável ao fluxo de íons. É utilizado para evitar o contato direto entre as placas que formam a célula.
- **Densidade de Carga:** termo referente à capacidade nominal da bateria, normalizada por volume ou massa.
- **Taxas de Carga e Descarga:** são parâmetros referentes à taxa Coulomb (C). A capacidade de uma bateria é geralmente classificada como $1C$. Isso significa que a bateria, quando está

totalmente carregada com capacidade de 1Ah, fornece 1A (ampère) durante uma hora. Do mesmo modo, se a mesma bateria for descarregada a 0,5C, ela deve fornecer 500mA durante duas horas. Já a uma taxa de 2C, ela fornece 2A por 30 minutos.

- Estado de Carga (SoC): parâmetro que indica a capacidade atual da bateria como uma porcentagem frente à sua capacidade máxima.
- Reações de Deslocamento: também denominadas como reações de simples troca, ocorrem em baterias e são reações químicas que envolvem a substituição de um elemento por outro dentro de um composto.
- Reações de Inserção: também descritas como reações de intercalação, são processos fundamentais em baterias recarregáveis, como as de íons de lítio. Nesse regime, íons se movem entre os eletrodos sem causar mudanças estruturais consideráveis no material hospedeiro. É um tipo de reação crucial para a estabilidade e longevidade da bateria.
- A Taxa de Descarga (ou, do inglês, *C-rate*): é uma medida que indica a velocidade com que uma bateria libera sua energia armazenada, expressa em relação à sua capacidade total. Nesse sentido, trata-se de um parâmetro crítico para dimensionar baterias em aplicações como veículos elétricos, sistemas de energia e dispositivos portáteis.
- Eficiência de Carga e Descarga (ou, do inglês, eficiência energética *round-trip*): é um parâmetro crítico que mede a eficiência com que uma bateria consegue armazenar e devolver energia. É expressa como a razão entre a energia útil liberada durante a descarga e a energia total gasta para carregar a bateria.
- Estado de Saúde da Bateria (SoH): do inglês, *State of Health*. É um indicador crítico que mede a capacidade residual e o desempenho atual de uma bateria em comparação com seu estado original (quando nova).
- Profundidade de Descarga (DoD): do inglês *Depth of Discharge*. É o parâmetro que mede quanto da energia armazenada foi utilizada em relação à capacidade total da bateria. Também é expresso em porcentagem. Exemplo: 0% DoD indica nenhuma descarga (bateria totalmente carregada) e 100% DoD evidencia descarga total (bateria totalmente descarregada).

Definidos os termos técnicos mais relevantes e dando prosseguimento ao estudo, por definição, baterias são células eletroquímicas capazes de converter eletricidade em energia química para, assim, armazená-la (carregamento). Do mesmo modo, essa energia química armazenada pode ser despachada na forma de eletricidade quando a bateria fornece energia (processo de descarregamento) (CHATZIGEORGIOU et al., 2024).

Ainda de acordo com CHATZIGEORGIOU et al. (2024), em geral, essas células eletroquímicas são divididas em variados tipos no tocante à sua composição química. Além disso, cada bateria possui características distintas e se diferem com relação ao seu tamanho, densidade energética, ciclo de vida, custo e outros parâmetros relativos à sua aplicação específica.

Em termos de funcionamento, cada célula eletroquímica perfaz o processo de armazenagem por meio de dois eletrodos, um redutor (ânodo) e um oxidante (cátodo). Esses eletrodos são separados por um eletrólito que transfere o componente iônico da reação química para o interior da bateria e força o componente eletrônico para fora da célula (GOODENOUGH; PARK, 2013).

O estudo de GOODENOUGH; PARK, 2013 também afirma que, no caso de uma bateria recarregável, essas reações químicas devem ser reversíveis em ambos os eletrodos. Nesse tipo de célula, tais eletrodos são de dois tipos: os de reações de deslocamento e os de inserção. Assim, cátodos sólidos sofrem reações de inserção. Já os ânodos sólidos, geralmente sofrem reações de deslocamento. Contudo, reações de inserção também são utilizadas. Em suma, uma bateria destinada ao recarregamento pode ser montada carregada ou descarregada. Já as baterias primárias (não recarregáveis) só podem ser fabricadas carregadas.

Segundo CHATZIGEORGIOU et al. (2024), com relação à integração de células eletroquímicas (que compõe um BESS) com sistemas de energia renovável, tais baterias necessitam ser do tipo recarregável. Assim, tal aparato dispõe-se a ser utilizado repetidamente em sua aplicação. Sendo que, segundo a literatura técnica, as quatro tecnologias mais comuns de baterias recarregáveis são chumbo-ácido, níquel-cádmio, de fluxo e íons de lítio.

3.4.1 Baterias de Chumbo-Ácido

A bateria de chumbo-ácido foi concebida em 1859 pelo físico francês Gaston Planté como uma tecnologia que revolucionou os estudos relativos ao processo de armazenamento de energia elétrica. Esse pioneirismo se justifica, pois, além de entregar carga armazenada, tais baterias também podem ser recarregadas frente à passagem de corrente elétrica, em sentido inverso, por seus terminais (OLIVEIRA, 2024).

Esse tipo de tecnologia lidera o mercado de aplicações estacionárias de média densidade energética, sendo amplamente empregada como fonte de energia de reserva. Isso porque, em caso de interrupção no fornecimento da rede elétrica convencional, os bancos de baterias entram em operação automática, garantindo a continuidade do suprimento elétrico aos sistemas conectados. Além disso, uma das razões de sua popularidade refere-se ao custo relativamente baixo. Da mesma forma, esse equipamento, ao final de sua vida útil, pode ser destinado ao processo de reciclagem, onde é possível recuperar cerca de 100% de seus componentes (ROSOLEM et al., 2016; CANSIZ et al., 2017).

No que se refere ao seu aspecto construtivo, ROSOLEM et al. (2016) ressalta que a bateria de chumbo-ácido é composta principalmente por eletrodos de chumbo imersos em um eletrólito constituído por uma solução aquosa de ácido sulfúrico. Tais eletrodos de chumbo, geralmente em forma de placas, são isolados eletricamente e mergulhados no eletrólito dentro de recipientes separados.

Como mencionado anteriormente, do ponto de vista econômico, as baterias chumbo-ácido ainda se destacam no mercado, sobretudo em determinadas aplicações onde se mostram mais viáveis em termos de custo-benefício quando comparadas a outras tecnologias de armazenamento. Além disso, tais células eletroquímicas: podem permanecer por longos períodos em estado de flutuação (estado onde a bateria é mantida totalmente carregada) sem danos; possuem uma autodescarga (perda de carga de forma espontânea) de 40% ao ano, uma das melhores taxas do mercado de baterias recarregáveis; e apresentam altas taxas de descarga, característica vantajosa em aplicações que demandam picos instantâneos de energia (AMARAL; SINOHARA, 2022).

Contudo, mesmo diante dessas vantagens, ressaltando a possibilidade de reciclagem, esse armazenador de energia ainda apresenta as seguintes desvantagens: um elevado tempo de recarga;

diminuição de sua vida útil quando se presta a descargas completas e/ou opera em temperaturas elevadas (daí a necessidade de alocação do aparato em ambientes ventilados); a menor densidade de energia do mercado; baixo desempenho em temperaturas baixas; uma tecnologia com baixa sustentabilidade, sobretudo devido à presença de componentes altamente poluentes, como o chumbo e o ácido sulfúrico, que representam riscos ambientais e à saúde humana, especialmente em casos de descarte ou manuseio inadequado. Em termos de vida útil, também é preciso destacar que, diante de tensões acima de 2,4 volts por célula, essa bateria pode gerar uma considerável eficiência, porém, esse processo, acelera a corrosão da placa positiva. Em contrapartida, em operações de baixas tensões, ocorre um acúmulo de sulfato na placa negativa, fazendo com que a bateria perca sua capacidade para recarregar (CANSIZ et al., 2017; AMARAL; SINOHARA, 2022; BATTERY UNIVERSITY, 2022a).

3.4.2 Baterias de Níquel-Cádmio

A bateria de níquel-cádmio foi desenvolvida pelo sueco Waldemar Jungner no ano de 1899. Essa célula eletroquímica é construída utilizando óxido de níquel em seu terminal positivo e cádmio como eletrodo negativo. Esse arranjo constitui uma bateria recarregável com tensão de saída estável e alta densidade energética (CHHETRI et al., 2024).

O estudo de CHHETRI et al. (2024) ainda destaca que as baterias de níquel-cádmio possuem propriedades muito semelhantes em relação às baterias de chumbo-ácido. Entretanto, apresentam profundidade de descarga (DoD) e densidade de energia significativamente superiores. Além disso, assim como as baterias de chumbo-ácido, também são células aplicadas a sistemas eletrônicos. Em SILVA et al. (2025) ressalta-se que, quando comparadas às baterias de chumbo-ácido, as células de níquel-cádmio apresentam custo inicial cerca de 5,24% maior. Porém, estas necessitam de menores investimentos em manutenção. Além disso, possuem um ciclo de vida maior do que as de chumbo-ácido.

Outras vantagens das baterias níquel-cádmio são: grande número de ciclos frente à manutenção adequada; aceita carregamentos ultrarrápidos sem sofrer grandes danos; vida útil longa; pode ser armazenada em estado de descarga; armazenagem e transporte simples; boa

performance em baixas temperaturas; menor custo em relação ao número de ciclos; disponibilidade em ampla gama de tamanhos e potências no mercado (BATTERY UNIVERSITY, 2021).

No que diz respeito às desvantagens, essas baterias são relativamente caras visto o alto custo envolvido em seu respectivo processo de fabricação. Além disso, as células de níquel-cádmio estão sujeitas a um fenômeno denominado efeito memória. Esse evento passa a advir frente a recargas da bateria antes que ela esteja totalmente descarregada. Assim, a curto/médio prazo, a célula passa a descarregar mais rapidamente do que o previsto, como se a bateria tivesse a capacidade de lembrar a rotina de carga anterior, sendo incapaz de reestabelecer a rotina de carga nominal. Diante disso, faz-se necessária a descarga por completo, de forma periódica, nesses armazenadores. Além disso, é preciso evitar sobrecargas nesse tipo de bateria, o que limita sua aplicação em uma série de processos, como por exemplo: sistemas com recarga contínua (como nas aplicações junto ao SDEE); aplicações com ciclos de carga/descarga irregulares; processos com alta demanda de corrente e sobrecarga acidental; e ambientes com temperatura elevadas (CHHETRI et al., 2024; AMARAL; SINOHARA, 2022).

3.4.3 Baterias de Fluxo

As baterias de fluxo redox – RFB (do inglês *Redox Flow Battery*) são comumente conhecidas apenas como baterias de fluxo. Assim como as baterias convencionais, essas células eletroquímicas baseiam-se em reações químicas entre eletrólitos para realizar ciclos de carga e descarga. Contudo, ao contrário das convencionais, que armazenam energia em eletrodos sólidos, as RFB convertem a energia em potencial químico e armazenam em duas soluções distintas de eletrólito líquido, dispostos em tanques externos. Inclusive, é o tamanho desses tanques que determina a capacidade da bateria (CHEN et al., 2009; SASSI, 2024).

De acordo com o estudo de (KOUSKSOU et al., 2014), no que diz respeito aos tipos de RFB, os mais comumente utilizados atualmente são: vanádio redox, bromo-zinco e brometo de polissulfeto. Sendo as RFB de vanádio redox (VRFB) a tecnologia mais madura e amplamente aplicada.

Em termos de vantagens, as VRFB oferecem: rápidos tempos de resposta, alta eficiência, vida útil longa e alta capacidade de armazenamento. Em suma, essas baterias destacam-se em

cenários que demandam armazenamento de longa duração (mais de 8 horas) e alta ciclagem (mais de 15000 ciclos). Tais pontos listados, contribuem para que esse tipo de tecnologia seja ideal para sistemas de armazenamento de energia atrás do medidor (geração FV associada a BESS) em ambientes industriais (HOU et al., 2024; VAZQUEZ et al., 2010; SASSI, 2024).

Além disso, frente às suas vantagens significativas em relação as baterias, os BESS constituídos de VRFB são especialmente adequados para aplicações em escala de rede. Ou seja, serviços de regulação de tensão e frequência, melhoria da QEE na distribuição, deslocamento de carga e suavização da curva de saída das gerações renováveis intermitentes (BINDNER et al., 2010; SASSI, 2024).

Contudo, de acordo com VAZQUEZ et al. (2010), existe uma complexidade estrutural das VRFB que restringe sua aplicação em determinadas aplicações. Nessa tecnologia faz-se necessária uma fonte de alimentação externa capaz de acionar o bombeamento dos fluidos do eletrólito para a célula eletroquímica. Além disso, essas soluções distintas de eletrólito líquido são dispendiosas, tóxicas e corrosivas; fatores que, por exemplo, limitam a adoção generalizada dessa tecnologia atrás do medidor de energia elétrica.

Em geral, no que se refere à tendência de mercado, segundo HOU et al., (2024), as RFB começam a apresentar uma redução de custos diante da possibilidade de eletrólitos alternativos, como por exemplo o ferro-híbrido. Outro destaque recente dessa tecnologia é a possibilidade de encontrar RFB modulares para aplicações comerciais e industriais. Da mesma forma, já é possível encontrar sistemas híbridos de baterias RFB operando com células de íon-lítio. Tal arranjo associa as vantagens do fluxo para armazenamento longo das RFB com a resposta rápida das baterias de íon-lítio (a serem descritas na *Seção 3.4.4*), permitindo uma aplicação mais eficiente.

3.4.4 Baterias de Íon-Lítio

Segundo OLIVEIRA (2024), existem registros de experimentos com baterias de lítio desde o início do século XX. Contudo, somente na década de 1970 iniciou-se um interesse significativo por esse tipo de tecnologia. De acordo com AMARAL; SINOHARA (2022), o lítio se destaca por possuir características que o torna um excelente componente para baterias. Isso porque: configura uma tecnologia que possui menor densidade e maior potencial eletroquímico em relação à energia

por peso; possui baixo peso atômico; e opera com íons de pequeno tamanho que aceleram o processo de difusão.

Em avanços históricos relativamente recentes, as baterias de íons de lítio foram aprimoradas nos anos de 1980 pelo cientista americano John B. Goodenough e pelo químico japonês Akira Yoshino, que junto do químico Michael Stanley Whittingham, ganharam o Prêmio Nobel em 2019, em reconhecimento aos seus estudos no desenvolvimento das baterias de íons de lítio. Em suma, o trabalho de Goodenough (publicado em 1980) iniciou o uso de íons de lítio como uma solução para a instabilidade inerente do lítio, que comprometia a segurança do uso desse tipo de bateria, especialmente durante o carregamento. Já o trabalho de Yoshino (concluído em 1985), resultou em uma versão recarregável e mais estável em relação às baterias de lítio disponíveis naquela época. Anos depois, em 1991, a empresa Sony passou a comercializar essas baterias (OLIVEIRA, 2024).

De acordo com CHHETRI et al. (2024), as baterias de íon-lítio possuem diversas propriedades de destaque frente à outras tecnologias de armazenadores eletroquímicos, como por exemplo: alta eficiência de ida e volta (*round-trip*); alta densidade energética e de potência; e vida útil longa. Destacando a alta densidade energética, é importante ressaltar que, segundo CANSIZ et al. (2017), esse tipo de bateria revolucionou positivamente a indústria de armazenamento de energia e de desenvolvimento das tecnologias de veículos elétricos. Isso porque, apresentar alta densidade energética específica, perfaz a concepção de um equipamento mais leve e adequado para uso em aplicações de armazenamento de energia móvel.

Contudo, CHHETRI et al. (2024) salienta a preocupação relativa à segurança desses dispositivos de íon-lítio em relação à inflamabilidade. Ou seja, à sua tendência a pegar fogo ou explodir sob condições específicas – como superaquecimento, danos físicos ou falhas elétricas. Tal risco está relacionado à química dos materiais usados nessa bateria (em seus eletrólitos e eletrodos) e às reações exotérmicas que podem ocorrer durante falhas. Nesse sentido, com o intuito de aumentar ainda mais sua densidade energética e mitigar tal risco de inflamabilidade, foram desenvolvidos tipos de baterias de íon-lítio, como por exemplo: íons de lítio fostato (mais conhecido com fosfato de ferro-lítio); óxido de lítio-manganês; níquel-manganês-cobalto; e óxido de titanato de lítio (lítio titanato). Entretanto, o uso dessa tecnologia de bateria requer observância à possíveis condições atípicas de operação e influências prejudiciais do meio que circunda sua operação.

Com relação ao uso dessas baterias para armazenamento de energia oriunda de fontes renováveis intermitentes, a tecnologia íon-lítio se destaca pela resistência ao comportamento cíclico de carga e descarga, quando comparadas às células eletroquímicas de chumbo-ácido. Outro fator que contribui para a aplicação dessas baterias junto ao sistema elétrico é o fato delas não precisarem estar totalmente carregadas para funcionar de forma eficiente (BATTERY UNIVERSITY, 2022b; OLIVEIRA, 2024).

A Tabela 2 apresenta um comparativo entre as tecnologias de baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio, fluxo e íon-lítio (LUO et al., 2014). Conforme observado, mesmo com um tempo de vida útil menor do que a técnica de níquel-cádmio, a tecnologia da bateria de íon-lítio apresenta-se como a mais vantajosa no que se refere a densidade de potência. Além disso, com exceção das baterias de fluxo, as íon-lítio apresentam um maior número de ciclos de operação, frente aos outros dois tipos de células eletroquímicas.

Tabela 2 – Características técnicas das tecnologias de armazenamento

Tecnologia	Densidade de Potência (W/l)	Tempo de Vida Útil (anos)	Número de ciclos	Autodescarga diária (%)	Eficiência de descarga (%)
Bateria de Chumbo-Ácido	10 – 400	5 – 15	500 – 1000	0,1 – 0,3	85%
Bateria de Níquel-Cádmio	80 – 600	10 – 20	2000 – 2500	0,2 – 0,6	85%
Bateria de Fluxo	< 2	5 – 20	12000 - 13000	Muito baixo	75 – 82%
Bateria de Íon-Lítio	1500 – 10000	5 – 16	1000 – 10000	0,1 – 0,3	85%

Fonte: Adaptado de (LUO et al., 2015)

Contudo, segundo CANSIZ et al. (2017) as baterias de íon-lítio têm como principal desvantagem o seu alto custo inicial. Sendo assim, faz-se necessário ponderar, frente à aplicação de destino, qual tipo de bateria escolher. Afinal, mesmo apresentando um elevado custo, a técnica pode oferecer outras vantagens que justificam um considerável investimento de recursos ao ser adotada. O uso de células eletroquímicas de íon-lítio na eletrificação de veículos, por exemplo, mesmo apresentando um custo mais elevado, é vantajoso pois caracteriza um aparato mais leve e com maior densidade de energia a ser aplicado em um carro. Do mesmo modo, uma técnica com baixo custo, inicial ou de operação, nem sempre é coerente com determinadas aplicações. Como contraexemplo, é possível citar que as baterias de chumbo-ácido emitem gases durante seu processo

de operação e de recarga. Dessa forma, é preciso ponderar sua aplicação em determinadas funções onde não é possível alocá-las ou há a necessidade de adaptações onerosas de projeto (AMARAL; SINOHARA, 2022).

De acordo com LUO et al. (2015), de modo geral, entre todas as tecnologias de baterias, o tempo de vida útil e o número de ciclos são dois fatores que afetam o custo total do investimento. Isso porque, uma vida útil e tempos de ciclos curtos, aumentarão o custo de manutenção da instalação. Nesse sentido, é preciso pautar que, apesar de não ser o foco deste estudo, além das baterias (que constituem o BESS) existem outras tecnologias que podem ser aplicadas junto ao setor elétrico para armazenar energia elétrica. Inclusive, o tempo de ciclo para esses tipos de armazenadores, como Armazenamento de Energia por Supercondutividade Magnética (do inglês: *Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES*), capacitores e supercapacitores, é normalmente superior a 20.000 – bem maior do que as tecnologias de baterias supracitadas.

Nesse sentido, com o intuito de observar a relevância entre distintas técnicas de armazenadores de energia, a Tabela 3 evidencia uma comparação de custo-benefício entre as tecnologias de BESS (constituídos de baterias de íon-lítio), SMES, capacitores e supercapacitores (CANSIZ et al., 2017).

Tabela 3 – Custo-benefício entre BESS (íon-lítio), SMES, Capacitores e Supercapacitores

Tecnologia	Custo inicial	Custo de operação	Vida útil (anos)
BESS (Íon-Lítio)	Moderado (em queda)	Baixo	5 – 15
SMES	Muito alto	Alto	+ 20
Capacitores	Baixo	Muito baixo	10 – 15
Supercapacitores	Moderado-alto	Baixo	10 – 20

Fonte: Adaptado de (LUO et al., 2015; CANSIZ et al., 2017)

Dentre todas as tecnologias listadas na Tabela 3, mesmo ressaltando que possuem capacidades muito distintas, é notório que os armazenadores de energia, constituídos por baterias de íon-lítio, apresentam-se como a técnica aplicada com menor tempo de vida útil. Contudo, como visto até então neste estudo, a necessidade de soluções em larga escala, para mitigar problemas no SDEE por conta da alta penetração de GD junto às redes, é alta e emergencial (ADEWUYI et al., 2019; ORTIZ-VILLALBA et al., 2023). Assim, a busca por soluções com custos (inicial e de operação) moderados é essencial. Ponderando nesse sentido, após as análises apresentadas pelas

Tabelas 2 e 3, percebe-se que a tecnologia de BESS, constituído de baterias de íon-lítio, é bem vantajosa.

Em vista disso, de acordo com o relatório *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2020* de IRENA (2017), além das características vantajosas, estão em desenvolvimento técnicas promissoras para aprimorar ainda mais as principais características das baterias de íons de lítio. Assim, esse tipo de célula eletroquímica já se apresenta como uma tecnologia de bateria dominante e preferida para os mercados de eletrônicos portáteis e eletromobilidade.

Além disso, de acordo com CANSIZ et al. (2017), ainda comparando a bateria de íon-lítio com demais técnicas: o uso de SMES, destaca-se por apresentar uma vida útil longa dentre as demais tecnologias analisadas. Mas esse armazenamento de energia por supercondutividade magnética só é viável em algumas aplicações como: estabilização da rede elétrica (exemplo: subestações); e laboratórios e aplicações militares. Sem contar que esse método necessita de refrigeração e altos investimentos com relação aos supercondutores aplicados.

Da mesma forma, os supercapacitores, ainda com um custo de operação baixo e uma vida útil considerável de até 20 anos, destinam-se a funções específicas como: frenagem regenerativa (exemplo: trens e elevadores) e *backups* de curta duração (segundos) (CANSIZ et al., 2017).

Por fim, encerrando essa comparação, os capacitores, mesmo apresentando custo inicial baixo e custo de operação muito baixo, são mais aplicáveis em filtragens de ruído elétrico e junto aos equipamentos da eletrônica de potência (inversores e retificadores) (CANSIZ et al., 2017).

Todavia, é preciso considerar que dependendo da aplicação ou da complexidade do processo a ser atendido, tais tecnologias, listadas e comparadas neste estudo, podem constituir aplicações conjuntas. Supercapacitores, por exemplo, podem ser usados em sistemas híbridos de armazenamento de energia para dar suporte às baterias. Assim, tal aparato é capaz de oferecer períodos de energia pulsada que, de outra forma, seriam difíceis ou mais onerosos para projetar e operar (HALL; BAIN, 2008).

3.5 Vantagens e Custos do uso de BESS no SDEE

Como visto ao longo da revisão bibliográfica apresentada no Capítulo 2 deste estudo, a crescente penetração de fontes de energia renováveis intermitentes (como FV e eólica) no sistema elétrico, tem impulsionado o desenvolvimento e a adoção de tecnologias de armazenamento de energia, especialmente os BESS. Esses sistemas têm se destacado como uma solução estratégica para melhorar a confiabilidade, estabilidade e eficiência das redes de distribuição de energia elétrica. No entanto, considerando que seja criada uma estrutura de mercado específica para gerir contratos e pagamentos (NASCIMENTO, 2022), e buscando fundamentar normativas regulatórias funcionais (que garantam acessibilidade de consumidores e concessionárias de energia) a adoção de BESS, em larga escala, exige uma análise criteriosa das vantagens oferecidas e dos custos envolvidos (ALELUIA et al., 2022).

3.5.1 Vantagens do BESS no Sistema de Distribuição

O uso de BESS distribuído ao longo de alimentadores, contribui para a regulação dos níveis de tensão e frequência. Além disso, esses armazenadores contribuem para mitigar flutuações causadas pela geração FV e eólica, por exemplo. Assim, é possível garantir maior estabilidade do fornecimento de energia elétrica às cargas (IRENA, 2017).

Outra vantagem dos BESS Distribuídos diz respeito à possibilidade de postergamento de investimentos em infraestrutura da rede. Isso porque, o uso estratégico de armazenadores de energia permite adiar ou até mesmo evitar a necessidade de expansão da rede de distribuição. Assim, é possível reduzir custos que seriam aplicados em reforços de transformadores, troca de cabeamento e expansão de subestações (LUND et al., 2015).

No contexto do SDEE, na função da geração promover uma resposta rápida à demanda, o uso de BESS ainda oferta a vantagem de conseguir atender bem a esse requisito. Isso se deve ao fato de sua capacidade de resposta ser quase instantânea. Assim, esses armazenadores de energia distribuídos são ideais para serviços ancilares como *peak-shaving* (redução de picos de demanda) e, como dito anteriormente, *frequency regulation*, promovendo maior eficiência operacional do SDEE (DOE, 2020).

A aplicação de BESS distribuídos também promove maior cooperação entre GD e rede convencional de energia, fato que beneficia o uso de fontes renováveis intermitentes. Ou seja, como visto na revisão do estado da arte deste estudo, os armazenadores de energia, por meio de um sistema de controle eficaz, são capazes de facilitar a integração de geradores distribuídos, como por exemplo, painéis FV em residências e comércios. Assim, além de reduzir os impactos da variabilidade, eles também promovem um aumento da capacidade de acomodação (*hosting capacity*) da rede, impactando positivamente os consumidores e as concessionárias de energia (CAI et al., 2021).

Por fim, e não menos significativo a esta análise, é possível dizer que o BESS propicia maior resiliência da rede. Isso porque, em caso de falhas no fornecimento de energia, esses armazenadores podem sustentar a rede em modo *islanding* (do inglês, ilha), alimentando cargas críticas e aumentando a adaptabilidade da rede local (IRENA, 2019).

3.5.2 Custos Envolvidos na Implementação de BESS

A análise dos custos circundantes à tecnologia BESS pode ser dividida entre custo de capital e custo de operação e manutenção (IRENA, 2017).

Ainda segundo IRENA (2017), o custo de capital inicial faz referência à aquisição e instalação dos sistemas de baterias. Além disso, pode-se dizer que esse dispêndio representa a maior parte do investimento. É preciso ressaltar ainda que, embora os preços dessa tecnologia esteja em queda (com reduções de mais de 80% na última década) o valor ainda é alto em comparação a outras soluções convencionais.

No que concerne os custos de capital, o gráfico apresentado pela Figura 17 expõe um breve histórico de preços da tecnologia íon-lítio, comparando o custo (dólar/kWh) da célula e do conjunto de baterias de íon-lítio (BESS) entre os anos de 2013 e 2024. Tais dados mostram uma redução acentuada e consistente no preço das baterias de íon-lítio (em US\$/kWh) ao longo da última década, refletindo: ganhos tecnológicos oriundos da melhoria da densidade energética dos processos de fabricação; economias de escala, ou seja, aumento na produção global, tanto para BESS quanto para veículos elétricos; redução de custos de matérias-primas (a exemplo, o lítio e o cobalto). Contudo, a respeito desse último ponto listado, é preciso destacar que o lítio pode

apresentar considerável volatilidade de preço diante da crescente demanda global por veículos elétricos (busca progressiva e acelerada). Da mesma forma, a dependência geopolítica de alguns insumos, também é um fator determinante na questão da precificação das matérias-primas. A China por exemplo, detém 80% do refino de materiais críticos desse setor de baterias. (BLOOMBERGNEF, 2024).

A Tabela 4 relaciona os principais investimentos iniciais necessários para aquisição e instalação do BESS de íon-lítio (ou outro tipo de célula eletroquímica). Vale a pena ressaltar que tal dispêndio é um custo único (ou parcelado). É preciso ressaltar que: baterias de íon-lítio dominam o mercado, mas alternativas como LFP (fosfato de ferro-lítio) podem apresentar custo de capital menor; projetos maiores (>100 MWh) tendem a ter custo por kWh menor (economia de escala); custos de instalação variam conforme logística e regulamentação local (IRENA, 2017; BLOOMBERGNEF, 2024).

Já o custo de operação e manutenção desse aparato técnico relaciona-se: com o processo de monitoramento contínuo da operação dos BESS junto ao SDEE; com a eventual substituição de componentes danificados ou obsoletos; e com o controle térmico muitas vezes necessário. Ressaltando que tudo isso implica custos recorrentes ao longo do ciclo de vida do sistema (IRENA, 2017).

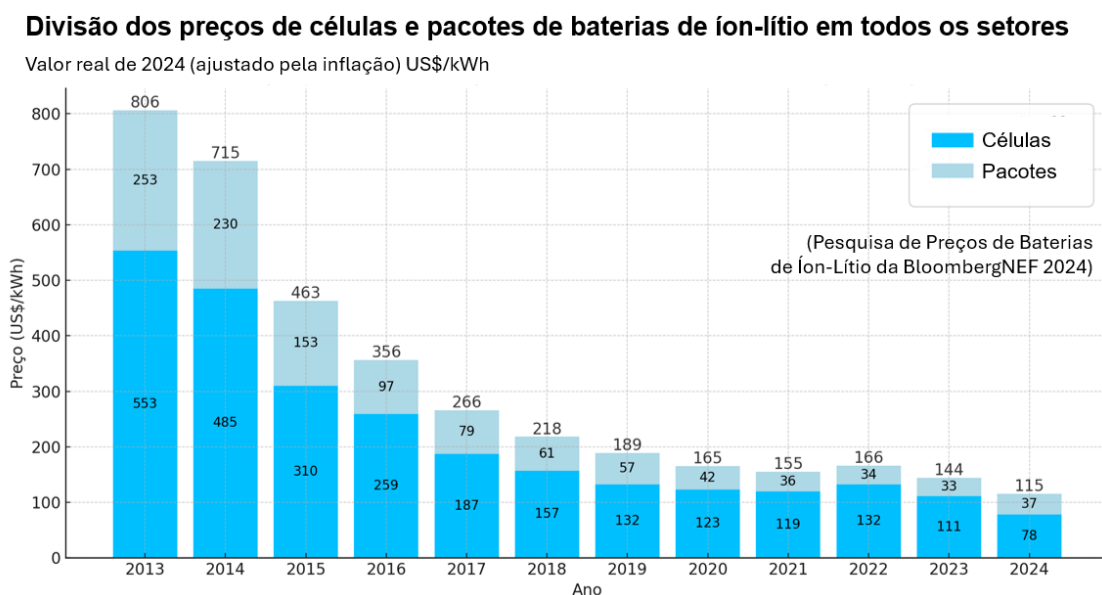


Figura 17 – Histórico de preços (dólar/kWh) da tecnologia íon-lítio; comparando o custo célula e do conjunto de baterias de íon-lítio (BESS).

Fonte: Adaptado de (BLOOMBERGNEF, 2024).

Tabela 4 – Investimentos iniciais para aquisição e instalação de BESS

Componente	Descrição	Impacto no custo (%)
Baterias (células)	Custos das células de íon-lítio (ou outra química envolvida).	40 – 60%
Sistema de Controle	<i>Power Conversion System</i> (inversores, conversores cc-ca).	15 – 25%
Estrutura e Instalação	<i>Racks, containers</i> , climatização, obras civis, cabos etc.	10 – 25%
Gestão Térmica	Sistema de resfriamento (ar/líquido) para evitar superaquecimento.	5 – 10%

Fonte: Adaptado de (IRENA, 2017; BLOOMBERGNEF, 2024)

A Tabela 5 enumera os custos de operação e manutenção mais relevantes para gerir um armazenador de energia elétrica constituído por baterias de íon-lítio.

Tabela 5 – Custo de Operação e Manutenção de uma Instalação BESS (íon-lítio)

Componente	Descrição	Impacto no custo (%)
Manutenção Preditiva	Monitoramento contínuo (SoH da bateria), substituição de células defeituosas.	20 – 30%
Eletricidade Auxiliar	Energia usada para climatização e operação do sistema.	10 – 20%
Degradação da Bateria	Perda de capacidade ao longo do tempo (ex.: 2–5% ao ano).	30 – 50%
Seguros e Licenças	Cobertura contra falhas, acidentes e renovação de licenças operacionais.	5 – 10%
Atualizações de Software	Melhorias em algoritmos de gestão de energia (<i>battery management system</i>).	5 – 10%

Fonte: Adaptado de (IRENA, 2017; BLOOMBERGNEF, 2024)

Outro parâmetro em voga dessa discussão diz respeito à degradação das baterias. Isso porque, em geral, a vida útil das baterias é limitada, podendo variar entre 5 e 15 anos dependendo da tecnologia e do perfil de uso. Tal fato impõe a necessidade de reposição periódica, o que impacta o custo total de propriedade (LUND et al., 2015).

Finalmente, é preciso listar os desafios regulatórios e tarifários da operação de BESS junto ao SDEE. No geral, em muitos países, ainda há lacunas regulatórias que dificultam a remuneração adequada dos serviços prestados por esses armazenadores, como visto anteriormente: resposta à demanda e serviços ancilares. À vista disso, as iniciativas atuais para abordagem da pauta incluem acordos de conexão flexíveis, o desenvolvimento de resposta de frequência aprimorada e serviços agregados de reserva rápida. Contudo, para transpor as barreiras identificadas, é necessário uma estrutura de mercado que consiga atender a flexibilidade ofertada pelos BESS. Ou seja, considerar

esses armazenadores de energia como um suporte complementar, mas não concorrente aos ativos de rede e geração (GISSEY et al., 2017).

Em síntese, a integração de BESS ao SDEE representa uma oportunidade promissora para modernizar a infraestrutura energética, melhorar a flexibilidade operacional e maximizar os benefícios das energias renováveis intermitentes. No entanto, para que essa transição seja viável, é fundamental considerar os custos associados e promover políticas públicas, incentivos financeiros e regulamentações adequadas que possibilitem a valorização plena dos inúmeros serviços que os BESS podem oferecer.

3.6 Conclusões

O Capítulo 3 evidenciou que os BESS representam uma solução estratégica para modernizar os SDEE, garantindo maior confiabilidade, eficiência e condições para acomodação de energias renováveis intermitentes junto às redes de energia. Nesse sentido, sua aplicação ao longo do alimentador, seja à frente (*front-of-the-meter*) ou atrás do medidor de energia (*behind-the-meter*), demonstra ser complementar, reforçando uma flexibilidade operacional necessária para a agenda de transição energética (CAMPOS et al., 2022).

Aspectos tecnológicos e mercadológicos também foram discutidos nesta parte do estudo. Nesse sentido, as baterias de íon-lítio destacam-se como a tecnologia mais vantajosa para BESS Distribuídos. Isso porque, sua alta densidade energética, boa eficiência e custos decrescentes demonstram que tal técnica supera alternativas como baterias de fluxo, chumbo-ácido e até mesmo outros tipos de armazenadores de energia, como SMES e supercapacitores CANSIZ et al. (2017).

A respeito do cenário global, percebe-se que alguns mercados, como EUA e Austrália, já avançaram significativamente em modelos de negócios para BESS. Nesse sentido, destacam-se a participação do BESS em serviços ancilares da rede convencional de energia e a arbitragem do comércio energético (normativas regulatórias e tarifárias). No entanto, outros mercados, como por exemplo o brasileiro, ainda carecem de regulamentação clara sobre conexão, operação e faturamento da tecnologia dos BESS junto à rede elétrica SOUZA E SILVA (2022).

Iniciativas como a da ANEEL (*Chamada P&D n°21*) perfazem resultados relevantes que podem nortear o processo da implementação de BESS distribuídos no SDEE ANEEL (2024). Tais projetos pilotos e seus respectivos resultados, são avanços relevantes. Todavia, esses e quaisquer outros ensaios se tornam insuficientes por si só quando não são desenvolvidas políticas públicas que acelerem a padronização e os incentivos financeiros da técnica em voga (CAMPOS et al., 2022).

Ainda segundo CAMPOS et al. (2022), a técnica (por meio dos projetos pilotos da *Chamada P&D n° 21*) já apresenta destaque e relevância diante das vantagens operacionais que os BESS ofertam aos alimentadores onde foram implantados, tais como: estabilidade da rede, ao regular frequência e tensão em tempo real; postergação de investimentos, o que reduz ou até mesmo adia a necessidade de reforços em transformadores, cabos e subestações; resiliência das operações e parâmetros de rede por conta da integração eficiente da GD; e a forma como esses armazenadores promovem resposta rápida a picos de demanda (ANEEL, 2024).

Contudo, essa tecnologia ainda possui alguns impedimentos que evidenciam barreiras à sua expansão a curto prazo. Nessa perspectiva, os custos elevados caracterizam o ponto mais debatido dessa pauta. Isso porque, apesar da tendência de queda, os investimentos iniciais e de manutenção dos BESS ainda são significativos. Tal debate se agrava ainda mais diante do fato da degradação das baterias, ou seja, da vida útil limitada desses armazenadores de energia (LUND et al., 2015).

Outro ponto delicado da técnica diz respeito à falta de diretrizes para tarifação dos serviços prestados pelo BESS e padronização da técnica desses dispositivos armazenadores em larga escala, principalmente no que se refere a alocação em frente ao medidor de energia (CAMPOS et al., 2022).

No tocante ao mercado brasileiro, é preciso que haja o estabelecimento de uma definição das normas, pela ANEEL, capaz de viabilizar modelos de negócios, a exemplo, contratos por capacidade e participação em leilões de serviços ancilares. Da mesma forma, incentivos financeiros, oriundos de subsídios ou linhas de crédito, podem reduzir as barreiras de entrada dos BESS Distribuídos junto à rede (SOUZA E SILVA, 2022).

O investimento em estudos de P&D contínuos (pesquisas) também são diretrizes capazes de melhorar a tecnologia dos BESS, como por exemplo: procedimentos mais eficientes para

reciclagem de baterias, métodos para reduzir a degradação das células eletroquímicas e formas de despacho inteligente da energia armazenada nesses dispositivos (ANEEL, 2024).

Em suma, o Capítulo 3 conclui que os BESS são indispensáveis para redes elétricas modernas. Mas sua implementação em larga escala exige sinergia entre tecnologia, mercado e regulamentação. No caso do Brasil, é necessário superar as lacunas identificadas, especialmente na esfera regulatória. Só assim será possível aproveitar plenamente seu potencial, beneficiando consumidores, agentes concessionários e o sistema elétrico como um todo. Nessa lógica, para transpor as barreiras identificadas, faz-se necessário uma estrutura de mercado capaz de se atentar à flexibilidade ofertada pelos BESS; tratando esses armazenadores de energia como um suporte complementar, e não como um agente concorrente aos ativos de rede e geração (GISSEY et al., 2017).

CAPÍTULO 4

ESTUDO DE CASO

Neste capítulo é apresentada a metodologia desenvolvida para este trabalho com o intuito de analisar e quantificar os impactos técnicos decorrentes da inserção de GDFV em um alimentador de distribuição de MT.

Conforme apresentado nas seções anteriores, diversos trabalhos na literatura técnica apresentam estudos a respeito dos efeitos da GD junto aos sistemas elétricos de potência. Dessa forma, com base em alguns desses estudos, foi possível constatar que um dos impactos mais significativos da inserção vultosa de GD (considerando nesta análise, GDFV) é a ocorrência de sobretensão e sobrecarga no SDEE.

Sendo assim, um ensaio técnico, por meio de simulações computacionais, pode ser uma alternativa para avaliar como a conexão descentralizada de fontes renováveis intermitentes afeta os parâmetros de tensão, o equilíbrio das cargas e a proteção do sistema, fatores que, consequentemente, desencadeiam sobretensão e sobrecargas no alimentador de energia. Assim, pode ser possível identificar, junto ao circuito ensaiado, pontos críticos e propor soluções práticas que sejam capazes de mitigar esses possíveis distúrbios. Além disso, a aplicação dessa metodologia permite uma análise detalhada, sem a necessidade de intervenções físicas imediatas. Tal método oferece subsídios técnicos para a adaptação do SDEE frente à expansão da GDFV (aumento do *hosting capacity* do sistema).

4.1 Descrição do Alimentador e Modelagem dos Elementos do Sistema Elétrico

As análises deste estudo foram desenvolvidas por meio da modelagem de um SDEE e seus componentes no *software* OpenDSS (EPRI, 2024), com simulação diária em regime permanente, sendo este, automatizado por linguagem Python. Nesse sentido, tem-se como padrões de entrada:

o fluxo de potência do SDEE sem nenhuma penetração de GDFV; o fluxo de potência do SDEE com níveis crescentes de penetração de GDFV; e, por consequência, o monitoramento dos níveis de tensão nas barras do sistema elétrico e o estado de carregamento percentual das linhas, em relação à sua corrente máxima admissível.

Como uma segunda parte da metodologia, no próximo capítulo deste estudo, será discutido e avaliado a inserção de sistemas BESS junto ao SDEE como forma de mitigar os possíveis impactos da inserção de GDFV. Contudo, nesse primeiro momento, este estudo tem por objetivo compreender os impactos da geração FV distribuída no alimentador de energia.

O fluxograma da Figura 18 demonstra o processo para construção dos cenários de penetração de GDFV e obtenção dos resultados das simulações. O código em linguagem Python, para essa metodologia aplicada, está descrito no Apêndice D deste trabalho.

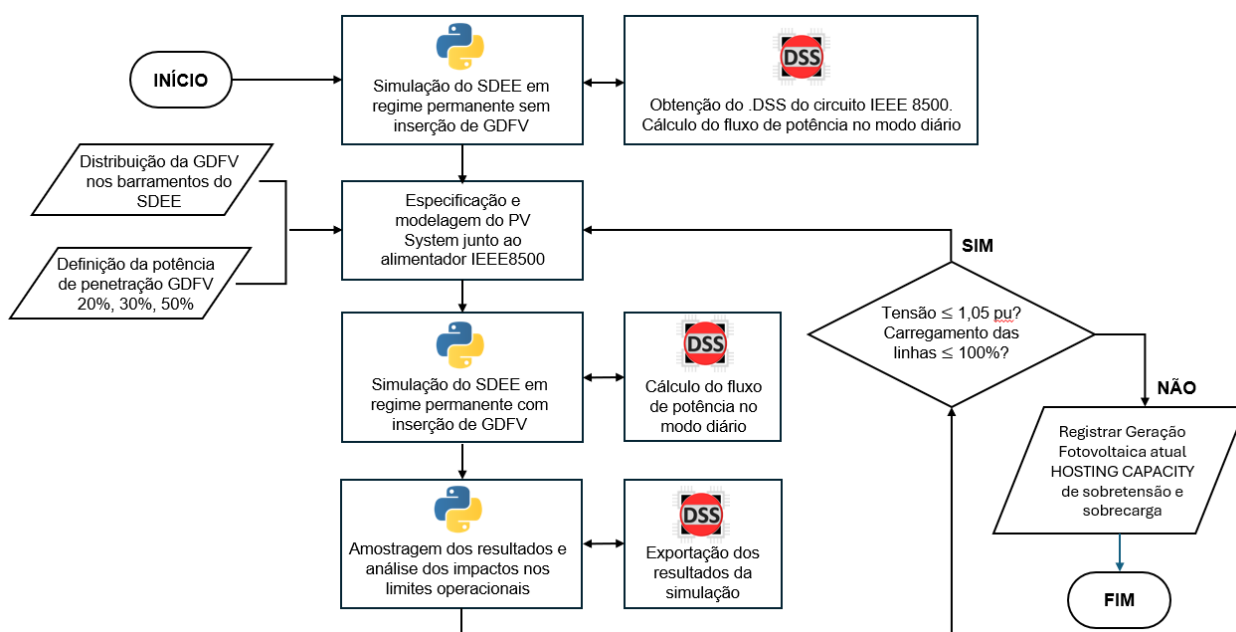


Figura 18 – Fluxograma da metodologia implementada para análise do SDEE.

Fonte: Próprio autor.

4.1.1 O Circuito IEEE 8500

Como visto no Capítulo 2, a integração em larga escala da GDFV nos SDEE demanda estudos aprofundados sobre seus impactos, especialmente em relação a sobretensões, sobrecargas e manutenção da QEE. Nesse contexto, o circuito IEEE 8500 surge como uma opção viável para a

modelagem e simulação desses cenários, oferecendo uma representação padronizada de redes de distribuição a fim de proporcionar uma avaliação dos efeitos da inserção massiva de GDFV (NEGREIROS, 2023).

De acordo com ARRITT; DUGAN (2010), o grupo de trabalho do subcomitê *Distribution System Analysis* do comitê *Power Systems Analysis, Computing, and Economics* (PSACE) elaborou e publicou diversos alimentadores de testes para ensaios computacionais. O estudo sob esses circuitos buscam enfatizar vários aspectos de um sistema de distribuição energética. Em alguns casos o fluxo de potência é difícil de ser resolvido. Para outros, a modelagem possui aspectos construtivos complexos. Analisando outros exemplos, temos que alguns testam a capacidade de uma ferramenta representar configurações detalhadas de circuitos e realizar análises em múltiplas frequências. Já outros, a competência de representar grandes máquinas de indução, como turbinas eólicas. Por fim, alguns casos se orientam a avaliar a aptidão do *software* para representar conexões complexas de enrolamentos de transformadores comumente encontradas em análises de distribuição.

O estudo de ARRITT; DUGAN (2010) ainda destaca que muitos outros métodos nos modelos de alimentadores estão sendo propostos para analisar SDEE. Embora alguns deles pareçam funcionar bem para os pequenos casos de teste existentes, muitas vezes é difícil avaliar se os métodos serão bem escaláveis para grandes sistemas. Assim, diante da alta demanda dos planejadores da distribuição de energia e frente à necessidade de simular modelos de sistemas de distribuição com milhares de barras, o grupo de trabalho do PSACE foi solicitado a fornecer um alimentador de teste adequado à essa demanda.

Dessa forma, ARRITT; DUGAN (2010), destaca o circuito IEEE 8500 como um alimentador de teste projetado para ajudar a avaliar a capacidade do *software* em lidar com circuitos maiores, semelhantes aos usados na análise de sistemas de distribuição. Assim, esse circuito, de aproximadamente 8500 nós, foi desenvolvido para atender justamente à essa necessidade, implementando desafios junto ao *software* de análise de SDEE nas seguintes áreas:

- Modelagem de grandes alimentadores de distribuição desbalanceados;
- Solução de grandes SDEE contendo inúmeros desequilíbrios;

- Modelagem do transformador de derivação central de 120/240 V, comum em sistemas dos EUA;
- Modelagem da rede de distribuição de BT (secundária).

O trabalho de ARRITT; DUGAN (2010) esclarece ainda que, por basear-se no sistema elétrico norte-americano, o circuito IEEE 8500 inclui diversos elementos que podem ser encontrados em um alimentador de distribuição de MT desse país. Tais quais: reguladores de alimentação múltiplos; controle de capacitor por fase; sistema secundário de alimentação; e transformadores de serviço (também conhecidos como transformadores de potencial para serviços auxiliares). Nesse sentido, embora a simulação desse circuito seja direcionada à resolução de fluxo de potência para o sistema de cargas atendido, o potencial desse alimentador de teste se presta a servir como base para futuros alimentadores de teste mais avançados. Tais circuitos vêm ganhando relevância por conta dos estudos de automação no SDEE (incluindo simulações para controlar tensão e potência reativa) e no que se refere à eficiência energética, geração renovável intermitente e crescentes níveis de eletrificação da frota de veículos e seus impactos na rede elétrica.

Por fim, é preciso destacar que o sistema de teste IEEE 8500, aplicado em diversos estudos da comunidade científica, tem se mostrado um método coerente e capaz de gerar desempenho satisfatório em simulações e boa performance de respaldo quando os resultados são vistos frente à prática em campo (ARRITT; DUGAN, 2010; NEGREIROS, 2023).

O Quadro 3 apresenta informações que permitem construir uma visão geral sobre o circuito IEEE 8500.

A Figura 19 mostra a representação gráfica do circuito IEEE 8500, modelado no OpenDSS. Nesse *Circuit Plot* (recurso de plotagem espacial da rede pelo *software*) foi indicado o local da subestação desse alimentador.

4.1.2 Modelagem do Sistema Elétrico de Potência

A modelagem computacional do circuito IEEE 8500 (sob diferentes cenários de penetração de GDFV) é implementada no *software* OpenDSS (EPRI, 2024).

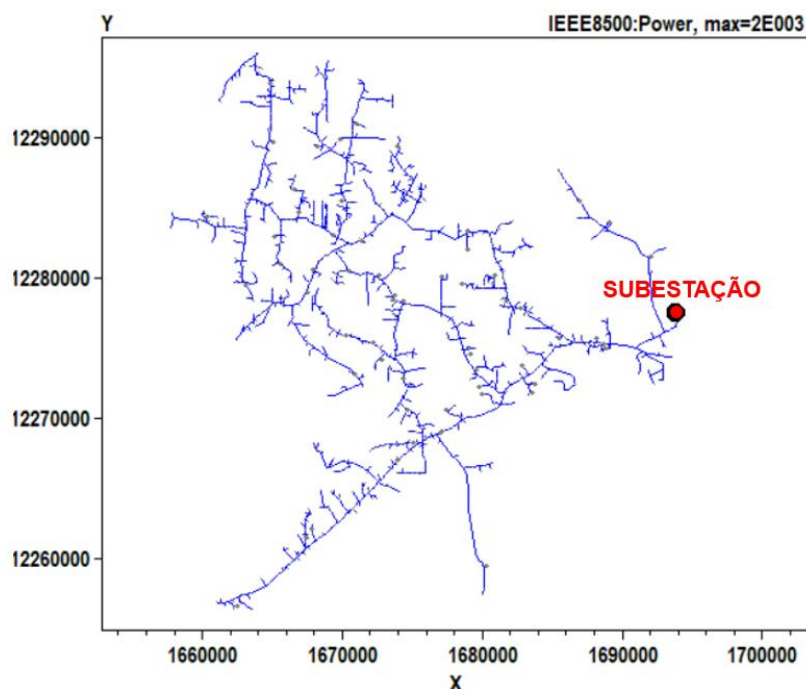


Figura 19 – Representação gráfica do circuito IEEE 8500, modelado no *software* OpenDSS.

Fonte: Adaptado de (EPRI, 2024).

Quadro 3 – Descrição geral do circuito IEEE 8500

DESCRIÇÃO DO CIRCUITO IEEE 8500	
Tipo de rede	Distribuição radial
Topologia	Radial com ramificações trifásicas, bifásicas e monofásicas
Extensão total	Aproximadamente 170 km
Distância entre a subestação e o ponto de carga mais distante	Aproximadamente 17 km
Tensão primária nominal	12,47 kV (fase-fase)
Tensões secundárias	120/240 V (com transformadores <i>center-tapped</i>)
Número de nós	8546
Número de barras	4881
Número de dispositivos	6126
Número de transformadores	Aproximadamente 1100 transformadores monofásicos <i>center-tapped</i>
Número de cargas (clientes)	1177
Carga de pico	11,1 MW
Perdas em carga de pico	Cerca de 16% (aproximadamente 0,72 MW)
Reguladores de tensão	6 bancos reguladores
Bancos de capacitores	4 bancos <i>shunt</i>
Transformador da subestação	Delta-Y: 27,5 MVA, 115 kV / 12,47 kV
Modelo de carga	Cargas monofásicas balanceadas entre enrolamentos <i>center-tapped</i>
Controle de tensão	Inclui transformador LTC na subestação, reguladores de poste e bancos de capacitores

Fonte: Adaptado de (ARRITT; DUGAN, 2010)

O OpenDSS é um *software* direcionado a simulações computacionais de sistemas elétricos de distribuição onde são inseridos recursos energéticos distribuídos. Além disso, tem se mostrado uma ferramenta eficiente e versátil no âmbito da realização de análises referentes ao planejamento e operação de SDEE. Dentre elas, destaca-se o uso para apurar análises estáticas de sistemas elétricos por meio de cálculo de fluxo de potência. Contudo, como seus próprios desenvolvedores ressaltam, esse *software* foi originalmente desenvolvido para analisar a inserção de GD às redes de distribuição, englobando estudos probabilísticos de planejamento, simulações de GD (geradores eólicos e FV), estudos de harmônicos, inter-harmônicos, *flicker* entre outras análises (EPRI, 2024; LIMA 2024).

O estudo de LIMA (2024) ainda destaca que o OpenDSS é uma plataforma que possui copiosas funcionalidades que vão além das que foram implementadas inicialmente. Essa característica perfaz um recurso robusto e flexível para modelagem de sistemas de distribuição com diferentes modelos de cargas e inúmeras características de circuitos não convencionais. Além disso, o *software* foi concebido para ser indefinidamente expansível. Ou seja, é uma ferramenta com inúmeras possibilidades de modificação frente à necessidade de suprir demandas futuras, estando em constante atualização pelos seus desenvolvedores.

A estrutura interna do OpenDSS pode ser descrita por um algoritmo caracterizado por técnicas de decomposição de matrizes de admitâncias nodais. Por conseguinte, cada elemento linear do circuito é descrito por meio de uma matriz. Em contrapartida, elementos não lineares, são modelados como fontes de injeção de correntes no modo de simulação padrão (fluxo de potência iterativo) (DUGAN; MONTENEGRO, 2020). A Figura 20 exemplifica o cálculo iterativo implementado pelo algoritmo interno do *software*.

Em suma, o OpenDSS monta uma grande matriz esparsa (matriz Y global) que representa a rede elétrica do sistema. Essa matriz relaciona as tensões nos nós com as correntes injetadas. Os elementos lineares (linhas, transformadores ideais, reatores, capacitores etc.) têm relacionamentos lineares entre tensão e corrente. Por isso, cada um contribui diretamente com blocos de admitância que são somados à matriz Y global durante a montagem da rede. Contudo, os elementos não lineares (cargas, geradores FV com controle, inversores com resposta dinâmica etc.) não têm um comportamento linear direto entre tensão e corrente. Logo, eles não podem ser incorporados

diretamente na matriz Y global. Por isso, o OpenDSS trata esses elementos como fontes de injeção de corrente dependentes da tensão ($I_1, I_2...I_m$) (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

A implementação da modelagem do SDEE é construída pelo usuário como linhas de comando, onde cada uma representa um componente do circuito a ser modelado. De modo geral, essas linhas podem ser: descritas diretamente pelo usuário na interface do OpenDSS; importadas de um arquivo de texto fixo (modular, fácil de versionar e compartilhar), ou inseridas via programas externos com a interface *Component Object Model* (COM) que o *software* dispõe (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

A Figura 21 apresenta, de forma simplificada, a estrutura de implementação da modelagem de um SDEE junto ao OpenDSS.

Um breve descritivo das bibliotecas de vínculo dinâmico (DLLs: do inglês, *Dynamic Link Library*), podem ser descritos diretamente pelo usuário na interface do OpenDSS (equivalente de Thévenin, Linha, Transformador, Carga etc.). Algumas das principais, são demonstradas no Apêndice A deste estudo.

Por fim, é preciso ressaltar que essa interface COM, descrita na Figura 21, permite que o OpenDSS possa ser controlado por programas externos como: Python (que será utilizado neste estudo), MATLAB, Excel, C Sharp, Java etc.

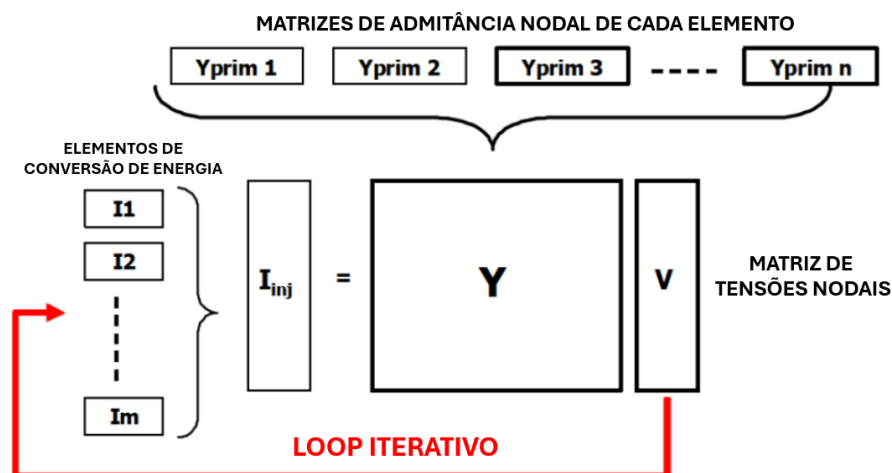


Figura 20 – Cálculo iterativo do OpenDSS.

Fonte: Adaptado de (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

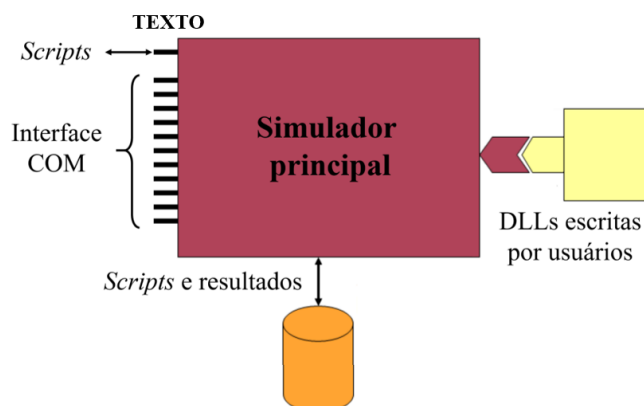


Figura 21 – Estrutura do OpenDSS.

Fonte: Adaptado de (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

4.2 Modelagem do *PV System*

No contexto deste trabalho, além dos componentes típicos de um SDEE, que são modelados no OpenDSS (vide Apêndice A), utiliza-se o elemento *PV System* para modelar e representar o sistema de geração FV (painéis solares conectados à rede elétrica), que simula a geração de energia em cc e sua conversão para ca através de um inversor. Em suma, o *PV System* é o principal modelo do OpenDSS na análise do impacto da GDFV em redes de distribuição (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

A Figura 22 apresenta uma descrição do modelo *PV System* no OpenDSS e seus principais parâmetros (ponto de máxima potência nominal; temperatura, irradiância, curva de irradiação, curva de temperatura, tipo de conexão, tensão e fator de potência).

Esse modelo possui dois componentes que irão gerar o modelo matemático no OpenDSS: o painel FV/placa solar e o inversor. Como mencionado anteriormente, esse inversor converte cc em ca e conecta-se com um Norton Equivalente. Esse circuito equivalente de Norton gera então, dependendo da configuração e requisitos do sistema, uma potência trifásica ou monofásica.

Como visto na Figura 22, saindo do painel FV observa-se uma potência P (em cc) e oriunda do inversor nota-se uma potência P_{ac} (em ca). Como evidenciado pela equação (4.1), na saída do

modelo *PV System*, tem-se então uma tensão e uma corrente, ambas fasoriais, com uma potência igual a:

$$\bar{S} = \dot{V} \dot{i}^* \quad (4.1)$$

Para trabalhar com esse modelo no OpenDSS, faz-se necessário informar ao *software* a potência nominal P_{pmp} (no ponto de máxima potência – do inglês, *Maximum Power Point Tracking*). Da mesma forma, é preciso definir também uma temperatura de base (T_{base}) e uma irradiância base ($I_{r_{base}}$) de $1kW/m^2$ (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

Além disso, é necessário entregar uma curva de irradiação em pu (valor por unidade) vista ao longo do tempo de simulação (por exemplo: um dia), como aludido pela Figura 23(a), e uma curva de temperatura ao longo do dia, como mostrado na Figura 23(b).

Por fim, deve ser informado ao OpenDSS o tipo de conexão (estrela ou triângulo, no caso de conexão trifásica), o nível de tensão da rede e o fator de potência ou potência reativa que o inversor vai transmitir ou receber da rede.

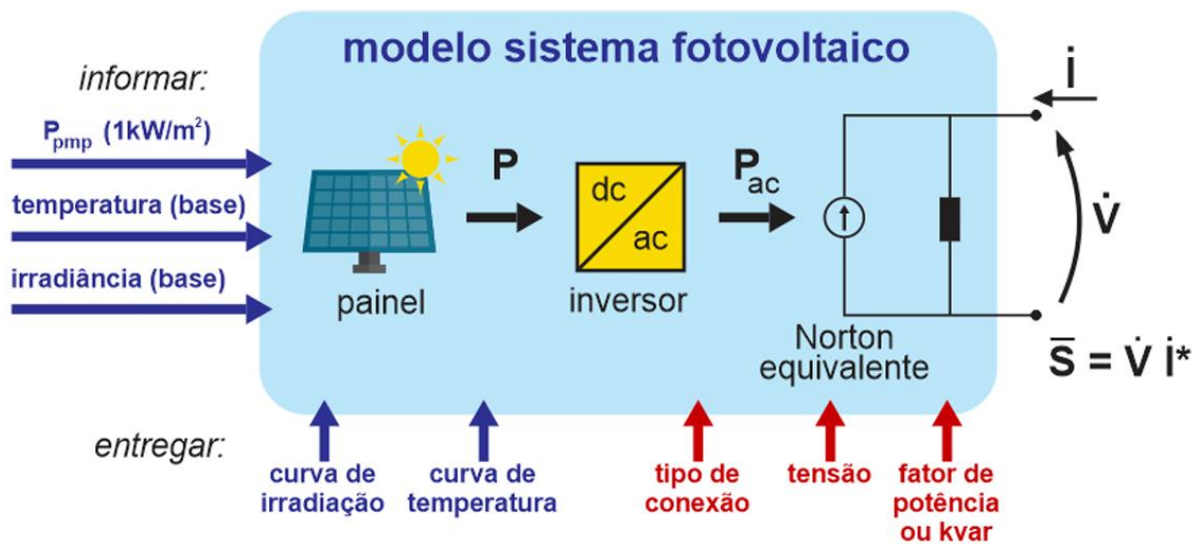


Figura 22 – Modelo *PV System* no OpenDSS e seus principais parâmetros.

Fonte: Próprio autor.

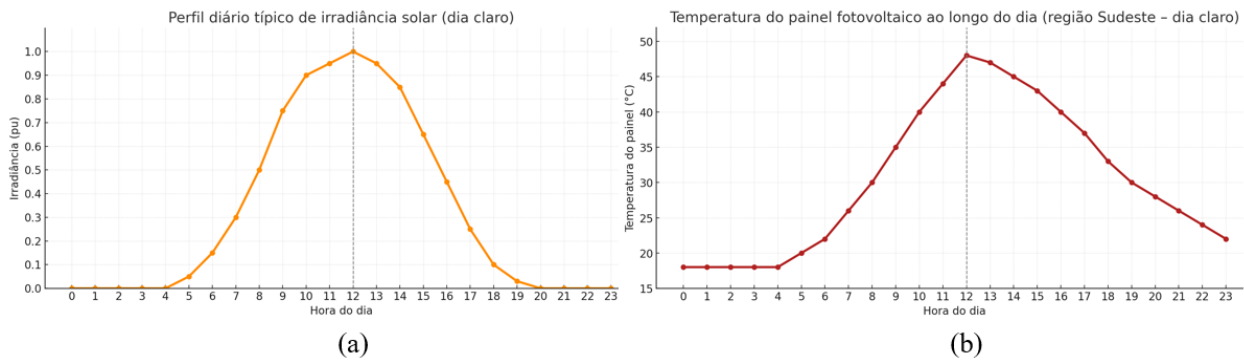


Figura 23 – (a) Curva de irradiância ao longo do dia (b) Curva de temperatura ao longo do dia.

Fonte: Próprio autor.

4.2.1 O Componente Painel Fotovoltaico

Enfatizando inicialmente o componente painel, junto ao modelo *PV System*, e tendo como base os estudos que descrevem o funcionamento de um sistema FV (que não serão aprofundados neste estudo), é possível observar uma curva corrente (I) versus tensão (V), como aludido na Figura 24. Nesse gráfico, nota-se um ponto de máxima potência (pmp) descrito por uma tensão contínua V_{CC} e uma corrente de operação I_{CC} . Os pontos onde a curva corta os eixos de tensão e corrente são, respectivamente: a tensão de circuito aberto (V_{oc} – do inglês, *open circuit*) e a corrente de curto-circuito (I_{sc} – do inglês, *short circuit*). É preciso ressaltar que essa curva é definida para uma temperatura e uma irradiância especificadas. Ou seja, sempre que houver mudança em um dos parâmetros de temperatura ou irradiância, a curva irá se modificar.

Dessa forma, segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), a saída de P_{pmp} pode ser descrita pela seguinte relação, vista na equação (4.2):

$$P_{pmp} = V_{CC} I_{CC} \tag{4.2}$$

É interessante observar que, diante de uma mesma irradiância, quando há uma alteração de temperatura no painel FV, a curva descrita na Figura 24 se comporta de acordo com a relação trazida pelo esquema da Figura 25.

Tomando como base o gráfico visto anteriormente na Figura 24 (retratado na Figura 25 com $I3_{sc}$, $V3_{oc}$ e pmp3, cortando os eixos de corrente e tensão respectivamente), uma curva, com $I1_{sc}$ maior e $V1_{oc}$ menor, é traçada apresentando um ponto de máxima potência pmp1. Em

contrapartida, uma curva, com I_{2sc} um pouco maior e V_{2oc} um pouco menor, é traçada apresentando um ponto de máxima potência referenciado no gráfico como pmp2.

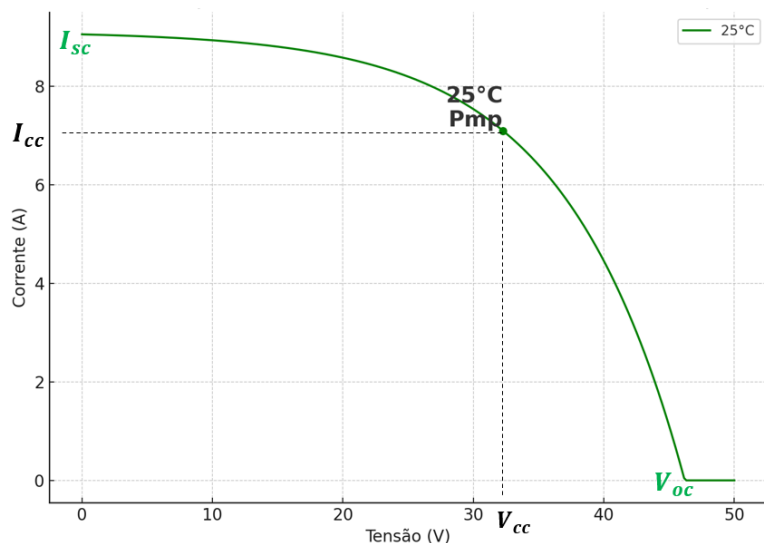


Figura 24 – Curva corrente versus tensão do painel fotovoltaico no modelo PV System.

Fonte: Próprio autor.

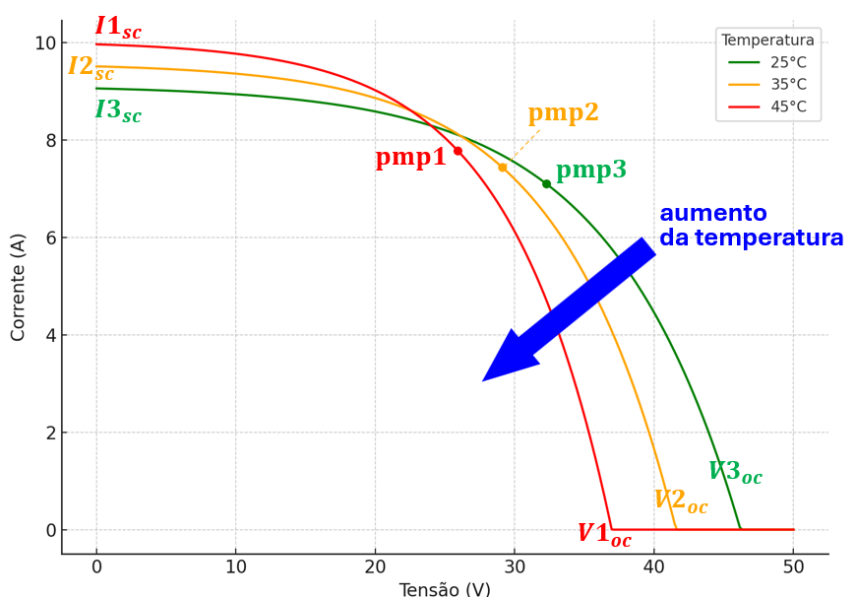


Figura 25 – Comportamento do ponto de máxima potência quando se altera a temperatura no painel FV.

Fonte: Próprio autor.

Em suma, segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), as duas curvas traçadas a partir de uma referência com pmp3, possibilitam averiguar que os pontos de potência apresentam comportamentos e valores distintos entre si. Como evidenciado na Figura 25, a curva em análise seguirá a orientação apresentada à medida que a temperatura de eleva. Ou seja, a tensão de circuito

aberto vai diminuindo enquanto a corrente de curto-circuito se eleva. Conclui-se, como evidenciado pela reta decrescente da Figura 26, e considerando uma irradiância fixa, que a potência em P_{pmp} (W) diminui à medida que a temperatura ($^{\circ}\text{C}$) se eleva no painel FV.

Prosseguindo as análises, quando há uma alteração dos níveis de irradiância solar incidentes sobre o painel FV, a curva descrita na Figura 24 se comporta de acordo com a relação trazida pelo esquema da Figura 27.

Nesse caso, tomando como base o gráfico visto anteriormente na Figura 24, uma nova curva com corrente I_{1sc} maior e uma tensão V_{3oc} maior, alcança-se um ponto de máxima potência $pmp1$. Em contrapartida, traçando-se agora uma curva com uma corrente I_{2sc} um pouco maior e uma tensão V_{2oc} um pouco maior do que a apresentada pela curva base de $pmp3$, tem-se um ponto de máxima potência $pmp2$.

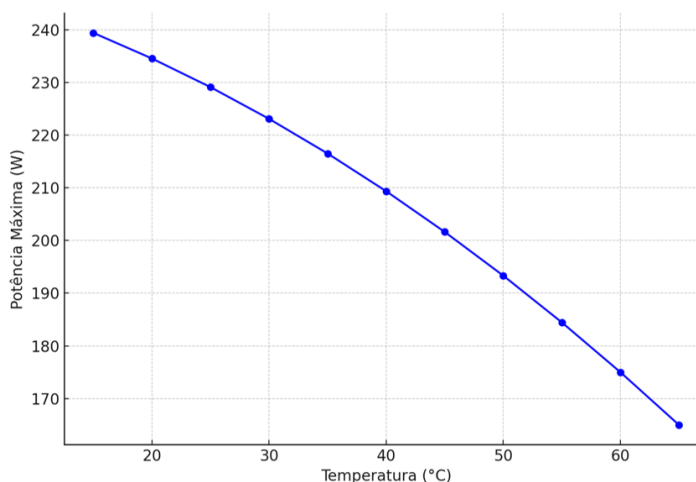


Figura 26 – Comportamento do ponto de máxima potência, P_{pmp} , quando se altera a temperatura no painel FV (pressupondo a irradiância fixa).

Fonte: Próprio autor.

Novamente, as duas curvas traçadas a partir de uma referência, possibilitam averiguar que os pontos de máxima potência apresentam comportamentos e valores distintos entre si. A seta em destaque, no esquema trazido pela Figura 27, possibilita averiguar como a curva base em estudo, $pmp3$, irá se comportar à medida que os níveis de irradiação solar forem aumentando sobre o painel.

Os resultados observados na Figura 27 permitem então descrever que a P_{pmp} , em relação aos níveis de irradiação solar sobre o painel FV, segue o seguinte comportamento, evidenciado pela Figura 28.

De acordo com DUGAN; MONTENEGRO (2020), observando a Figura 28, nota-se que para valores baixos de irradiância solar, a curva em análise não apresenta o comportamento de uma reta. Contudo, para essa relação, o OpenDSS considera uma aproximação de comportamento constante, como bem descrito pela reta tracejada. Ou seja, como mostra a equação (4.3):

$$\frac{P_{pmp}}{\text{irradiância}} = \text{constante} \quad (4.3)$$

Em resumo, o efeito da variação de luz solar na geração FV (comportamento da potência P_{pmp} em relação à irradiância) é modelado de forma simplificado e mais flexível pelo *software*.

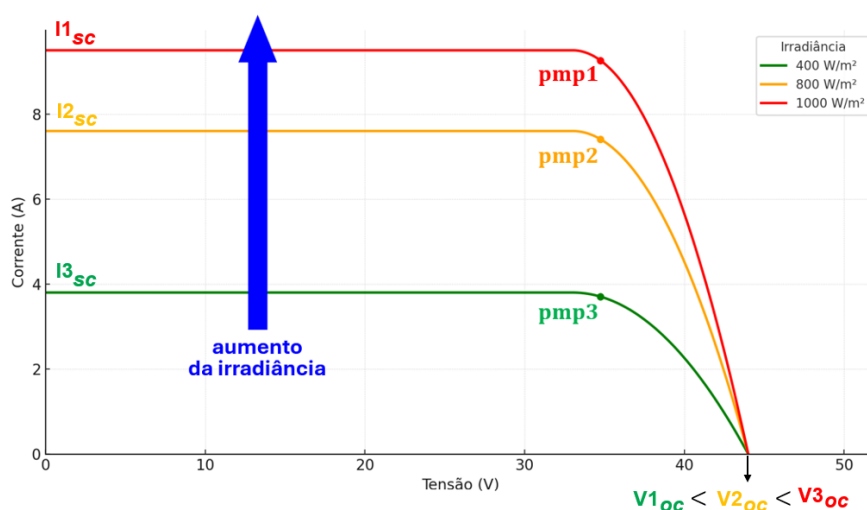


Figura 27 – Comportamento do ponto de máxima potência, P_{pmp} , quando se altera a irradiância solar sobre o painel FV. Fonte: Próprio autor.

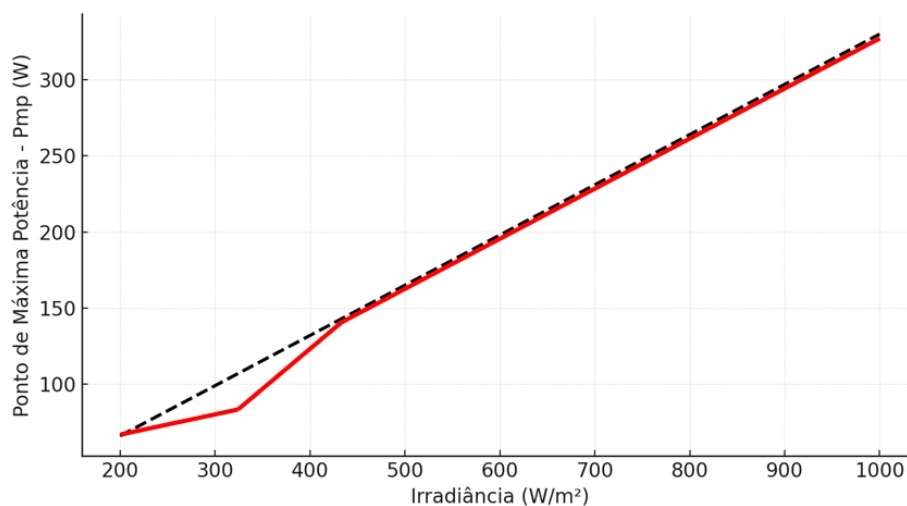


Figura 28 – Comportamento da P_{pmp} quando se altera o nível de irradiância sobre o painel.

Fonte: Próprio autor.

4.2.2 O Componente Inversor

O inversor FV possui uma potência de entrada P_{CC} (em corrente contínua) e uma potência de saída P_{CA} (em corrente alternada). Ou seja, nessa relação entre potência de entrada *versus* potência de saída, pode ser considerado um rendimento ($\eta_{inversor}$) para uma tensão nominal em corrente contínua, V_{CC} , constante como apresentado pela Figura 29.

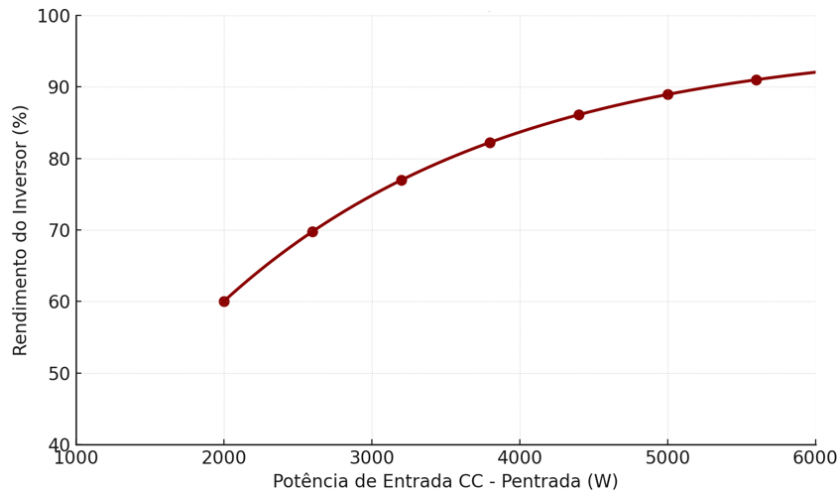


Figura 29 – Curva rendimento *versus* potência de entrada no inversor FV.

Fonte: Próprio autor.

É importante ressaltar que a tensão nominal e a curva de rendimento são fornecidas pelo fabricante do inversor. Além disso, a curva de rendimento é única no OpenDSS, sem a possibilidade de definir outras a não ser que V_{CC} seja alterado (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

4.2.3 Representação dos Componentes do Modelo junto ao OpenDSS

A respeito do painel FV, a curva de P_{pmp} *versus* temperatura, pode ser repassada ao OpenDSS como um fator relacionado com a temperatura (*FATOR T*). Essa ideia pode ser externada ao OpenDSS de acordo com a curva esboçada e mostrada pela Figura 30.

Segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), esse fator em questão pode ser expresso pela seguinte relação demonstrada na equação (4.4):

$$FATOR T = \frac{P_{pmp}}{P_{pmp} (1kW/m^2)} \quad (4.4)$$

Ainda analisando o elemento painel, do modelo *PV System*, para o caso da curva P_{pmp} versus irradiância, o próprio OpenDSS compreende e assume um *FATOR IRRADIÂNCIA* no eixo das ordenadas e a própria irradiância no eixo das abscissas conforme mostrado no esboço da Figura 31. Nota-se que a reta aludida por essa figura é a mesma reta aproximada da Figura 28 (comportamento da P_{pmp} quando se altera o nível de irradiância sobre o painel).

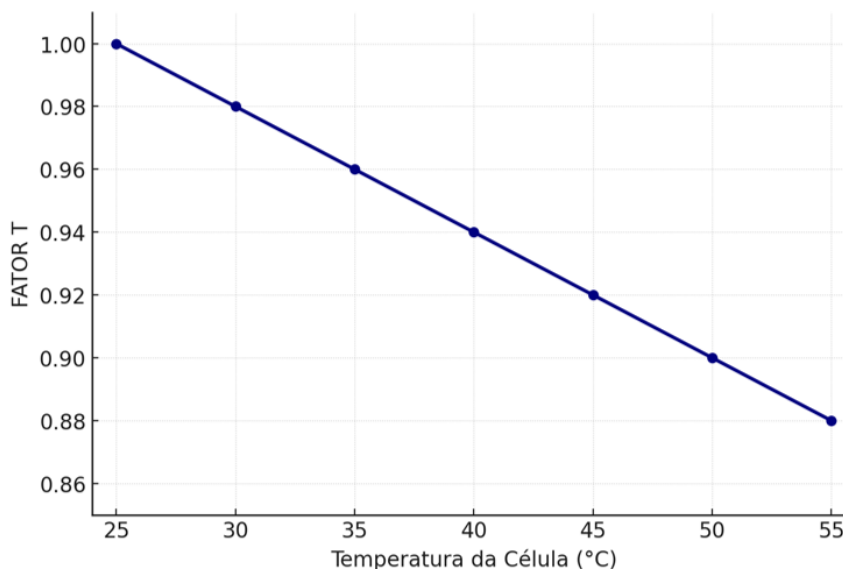


Figura 30 – Representação do *FATOR T* em função da temperatura do painel FV no OpenDSS.

Fonte: Próprio autor.

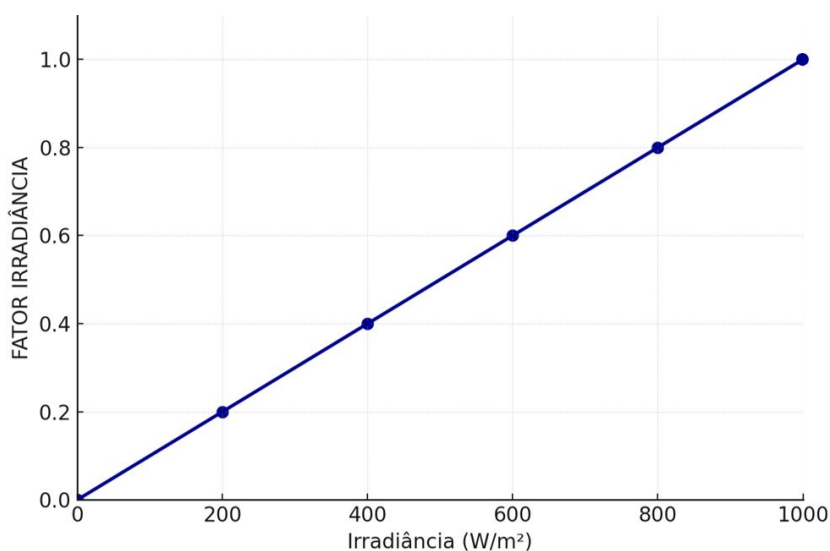


Figura 31 – *FATOR IRRADIÂNCIA* relacionado com a irradiância.

Fonte: Próprio autor.

Prosseguindo com a representação dos componentes do modelo *PV System* junto ao OpenDSS, para o caso da curva de rendimento do inversor, vista na Figura 29, de acordo com DUGAN; MONTENEGRO (2020), é necessário informar ao *software* o rendimento *versus* a potência de entrada P_{CC} (em pu), dado um V_{CC} fixo (em geral, nominal). Essa informação pode ser vista na representação trazida pela Figura 32.

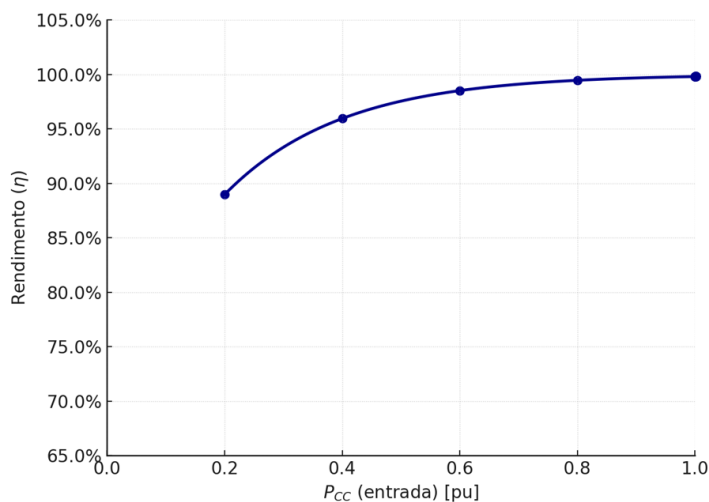


Figura 32 – Curva de rendimento *versus* potência de entrada que deve ser repassada ao OpenDSS, dado um V_{CC} fixo.

Fonte: Próprio autor.

4.2.4 Equações que descrevem o Modelo *PV System*

A partir das análises realizadas neste estudo até então, é possível descrever as equações que determinam o funcionamento do modelo *PV System* no OpenDSS.

De acordo com DUGAN; MONTENEGRO (2020), a potência cc que sai do painel pode ser descrita pela seguinte relação descrita na equação (4.5):

$$P_{CC} = P_{pmp}(1kW/m^2) (FATOR T) (FATOR IRRADIÂNCIA) \quad (4.5)$$

A irradiância terá o valor base ($I_{base} = 1kW/m^2$), como visto anteriormente, multiplicada por um ponto no tempo na curva de irradiação (um valor em cada ponto ao longo do tempo).

Analisando a potência oriunda do inversor (P_{CA}), esta será o valor da potência P_{CC} (saída do painel) multiplicada pelo rendimento (η) do inversor conforme a relação descrita pela equação (4.6):

$$P_{AC} = P_{CC} (\eta_{inversor}) \quad (4.6)$$

Dessa forma, segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), tem-se que as equações (4.5) e (4.6) são as principais relações que descrevem o modelo *PV System* dentro do OpenDSS.

Considerando agora algumas condições de contorno (DUGAN; MONTENEGRO, 2020):

- Espera-se que o *FATOR T* na curva seja igual a 1;
- Espera-se que o *FATOR IRRADIAÇÃO* (definido junto ao OpenDSS e expresso como $1kW/m^2$) seja unitário. Lembrando que a irradiação foi considerada constante junto ao OpenDSS (comportamento de uma reta na relação irradiação *versus* P_{pmp} , na Figura 28).

Contudo, é preciso ressaltar que o *FATOR IRRADIAÇÃO* comumente é igual a 1, se a multiplicação entre a irradiação base (Ir_{base}) e o ponto na curva de irradiação, aludida na Figura 23(a), foi igual a $1kW/m^2$.

Dessa forma:

- Ao se considerar uma determinada temperatura em um dado tempo t : $T(t) = \text{temperatura}$;
- Ao se considerar uma determinada irradiação em um dado tempo t : $\text{irradiação}(t) = 1kW/m^2$.

Assim, espera-se que a potência que sai do painel seja a potência do ponto de máxima potência (P_{pmp}) nominal. Ou seja, a potência definida anteriormente pela equação (4.2) (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

4.2.5 Definição do *PV System* no OpenDSS

Nas seções anteriores, de forma geral, analisou-se como o OpenDSS interpreta os parâmetros que definem o modelo *PV System* (sistema de geração FV). Com isso, o usuário do *software* tem condições de se inteirar sobre quais dados devem ser repassados ao OpenDSS para programar a GDFV. Ou seja, criar o *PV System* junto ao alimentador. Em suma, de acordo com

DUGAN; MONTENEGRO (2020), nas linhas de códigos, será necessário, para implementar as simulações deste estudo:

- Criar a curva: temperatura *versus* fator que reduz a potência no painel;
- Criar a curva: potência *versus* eficiência do inversor;
- Criar a curva: irradiação sobre o painel;
- Criar a curva: temperatura no painel;

Como exemplo, a curva temperatura *versus* fator que reduz a potência no painel, pode ser nomeada como “*MyPversusT*” utilizando o comando “*XYcurve*”. Prosseguindo com a demonstração, serão definidos apenas quatro pontos ($npts=4$), como mostra a Tabela 6.

Tabela 6 – Definições de temperatura e FATOR T

Temperatura (°C)	FATOR T (que reduz a potência)
0	1,2
25 (T_{base})	1,0
75	0,8
100	0,6

Fonte: Próprio autor

Assim, no eixo das abscissas serão alocados os valores das temperaturas. A temperatura base (T_{base}) escolhida para ser informada ao OpenDSS será 25°C. Para o eixo das ordenadas, tem-se o fator que reduz a potência de entrada a 1 em 25°C. Como aludido na Tabela 6, para 0°C o fator é 1,2, para 75°C, em relação a T_{base} , a potência é reduzida a 80% e para 100°C a redução chega a 60%.

Dessa forma, segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), a primeira linha de código, para esse exemplo, no *software* pode ser declarada como:

```
New XYcurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
```

Já a curva de potência *versus* eficiência do inversor, nomeada neste estudo como “*MyEff*”, deve possuir, junto ao eixo das abscissas, os valores das potências de entrada em pu. Já no eixo das ordenadas, serão enumerados os dados das eficiências do inversor. A Tabela 7 mostra essa relação:

Tabela 7 – Definições de potência e eficiência do inversor

Potência de entrada (pu)	Eficiência do inversor
0,1	0,86
0,2	0,90
0,4	0,93
1,0	0,97

Fonte: Próprio autor.

Dessa forma, de acordo com DUGAN; MONTENEGRO (2020), a próxima linha de código do modelo *PV System* deste estudo será declarada no OpenDSS como:

```
New XYcurve.MyEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
```

Para criar a curva de irradiação do painel, recorre-se ao objeto *LoadShape*. De acordo com DUGAN; MONTENEGRO (2020), é possível implementar um *LoadShape*, de duas maneiras distintas:

- Declarando valores diretamente no parâmetro *mult* (declaração direta via vetor);
- Chamando valores, que estarão previamente inscritos em um arquivo externo, junto ao parâmetro *mult* (chamada de arquivo);

Para as simulações deste estudo, o *LoadShape* em questão será nomeado como “*MyIrrad*”. Como o objetivo é simular o comportamento diário, serão criados 24 pontos com intervalos de 1 hora. Tais dados serão inseridos diretamente no código por meio do vetor *mult* da seguinte forma:

```
New LoadShape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 ~ .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
```

Estabelecendo que o primeiro ponto do vetor *mult* corresponde ao horário de meia-noite, nota-se que só existem valores não nulos no período das 6h às 18h. Ou seja, quando há incidência de luz solar (condição arbitrária para esta modelagem).

Por fim, segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), para criar a curva de temperatura diária no painel das simulações deste estudo, recorre-se ao objeto “*Tshape*”. Esta declaração irá criar a definição da temperatura diária junto à placa FV. Para esse exemplo, o “*Tshape*” será

nomeado como “*MyTemp*” e contará com 24 pontos intercalados de 1 hora. Os valores serão declarados diretamente no código, por meio do vetor “*temp*”, da seguinte forma:

```
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp = [25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50
~ 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]
```

Após a criação das curvas supracitadas, já é possível informar ao OpenDSS os parâmetros do sistema FV a ser implementado junto ao circuito IEEE 8500. A Tabela 8 descreve o modelo de *PV System* que será utilizado neste estudo.

Para este exemplo de simulação, os limites de operação do painel serão definidos da seguinte forma:

- Se a potência de entrada do inversor for maior que 0,1 kW (*cut in*), o sistema começa a operar;
- Se a potência de entrada do inversor for menor que 0,1 kW (*cut out*), o sistema é desligado.

Tabela 8 – Descrição do *PV System*

Parâmetro	Descrição
Nome do <i>PV System</i>	PV
Tipo de sistema	trifásico
Conectado à barra	trafo_pv
Tensão entre fases	0,208 kV
<i>I_{rbase}</i> (irradiação de base)	0,98
Potência nominal do painel	30 kVA para 1kW/m2
Temperatura	25°C
Fator de potência	1

Fonte: Próprio autor

De acordo com DUGAN; MONTENEGRO (2020), a chamada da curva de eficiência (nomeada como “*MyEff*”) é dada pelo comando “*effcurve*”; a curva de potência por temperatura (nomeada como “*MyPvsT*”) é definida pelo comando “*P-tCurve*”; a simulação diária (nomeada como “*MyIrrad*”) é estabelecida pelo comando “*Daily*” (simulação diária), sendo que esse parâmetro será entregue a irradiação sobre o sistema FV. Por fim, a curva da temperatura diária (nomeada como “*MyTemp*”) é dada pelo comando “*Tdaily*”. Assim, todas essas informações, que definem o *PV System*, são escritas no código OpenDSS da seguinte forma:

```
New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo_pv kV=0.208 kVA=30 irrads=.98 Pmpp=25
~ temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT
```

~ Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

4.3 Conexão do PV System no Alimentador

Após a definição do *PV System* junto ao OpenDSS, faz-se necessário conectar o sistema FV ao alimentador por meio de um transformador.

O esquema da Figura 33 mostra o circuito IEEE 8500, detalhando a região próxima à subestação. Para o caso em análise, como exemplo, um sistema FV, de nome *PV_001*, é ligado à barra denominada *m1209814* por meio de um transformador de nome *pv_up*. Essa barra foi escolhida arbitrariamente por estar bem próxima à subestação. A tensão nesse barramento vale 12,47 kV. Esse transformador está entre as barras *m1209811* e *bus_trafoPV_001* e é descrito como: trifásico, 12,47/0,208 kV, conexão estrela-estrela e potência de 30 kVA. Além disso, a reatância percentual (*xhl*) entre o enrolamento de alta tensão (*high*) e o enrolamento de baixa tensão (*low*) do transformador, deve ser 5,75% da impedância base do transformador.

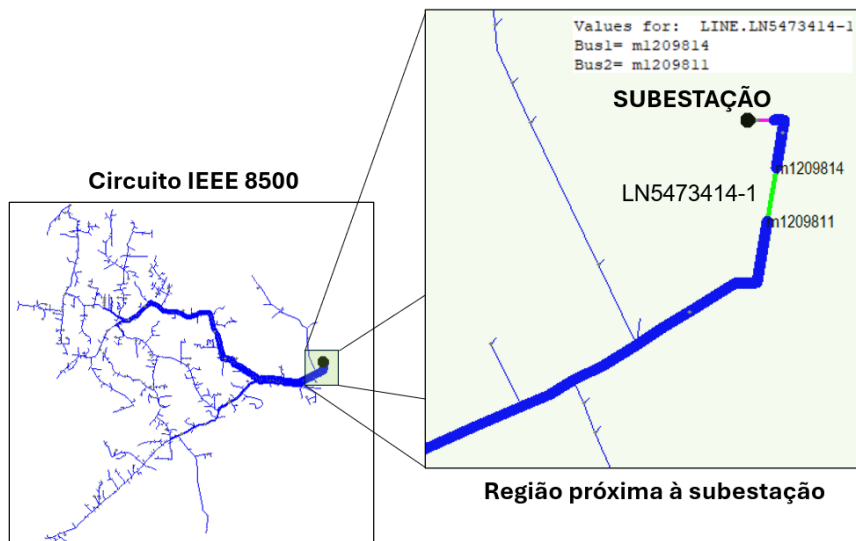


Figura 33 – Circuito básico: SDEE genérico para alocação de um modelo *PV System*.

Fonte: Próprio autor.

Dessa forma, a declaração do transformador *pv_up*, segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), é feita da seguinte forma nas linhas de código do OpenDSS:

New Transformer.pv_up phases=3 xhl=5.750000 wdg=1 bus=m1209814 kV=12.47

```
~ kVA=30 ~ conn=wye wdg=2 bus= bus_trafoPV_001 kV=0.208 kVA=30 conn=wye
```

Assim, utilizando as curvas: temperatura *versus* fator que reduz a potência no painel; potência *versus* eficiência do inversor; irradiação e temperatura sobre o painel (definidas na Seção 4.2.5 deste estudo) nas linhas de código do OpenDSS, uma geração FV de 500 kVA é inserida no alimentador de energia (linha LN 5473414-1), como um modelo *PV System* de nome *PV_001*, da seguinte forma (DUGAN; MONTENEGRO, 2020):

```
New PVSystem.PV_001 phases=3 bus1= bus_trafoPV_001 kV=0,208 kVA=500
~ irrads=.98 Pmpp=500 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff
~ P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

4.4 Comportamento do *PV System* no Alimentador

4.4.1 Potência Ativa na Entrada da Subestação

Nesse primeiro momento, em caráter de testes, um gerador FV, com potência de 500 kW, foi escolhido para verificação experimental do comportamento de alta injeção de potência em um ponto próximo à subestação do SDEE. Desse modo, o gráfico da Figura 34 representa o comportamento da potência ativa na barra *m1209814*, antes da inserção da GDFV, ao longo de um dia.

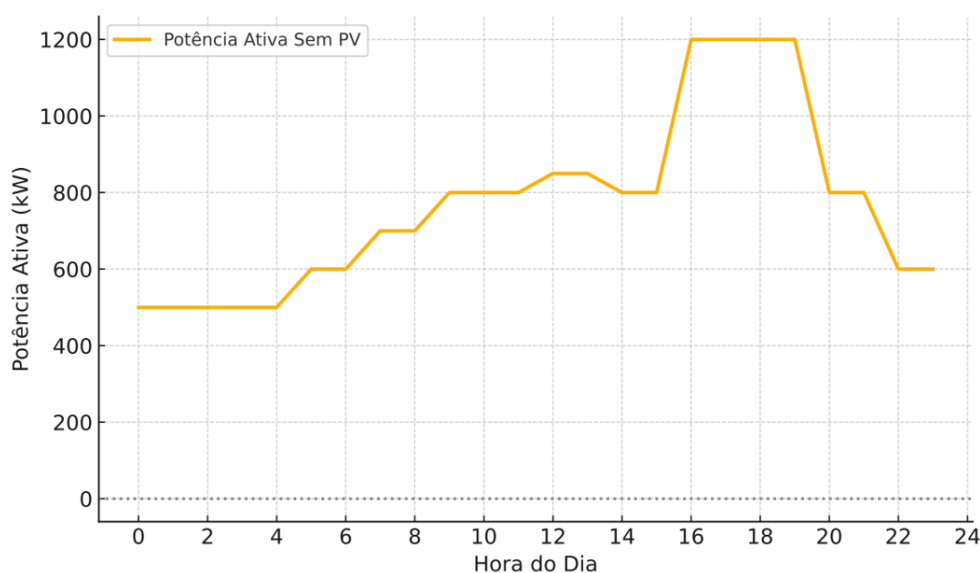


Figura 34 – Exemplo: potência ativa de entrada, próxima à subestação, ao longo do dia sem a presença do sistema FV conectado ao sistema. Fonte: Próprio autor.

Em contrapartida, o gráfico mostrado na Figura 35 mostra o comportamento da potência ativa na barra *m1209814*, com a inserção da GDFV de 500 kW, ao longo de um dia.

O cenário retratado pela Figura 35, evidencia que no período de maior irradiação solar (entre 10h e 14h), a geração FV reduz significativamente o valor da potência ativa fluindo da subestação para as cargas. Inclusive, nota-se uma depressão no perfil de potência nesse intervalo, mas ainda sem a ocorrência de fluxo reverso (potência negativa). Em suma, isso indica que a geração FV atenua a demanda, mas não excede a carga local. Por fim, no horário de ponta (17h–21h), observa-se que a geração solar não influencia, pois, a incidência de irradiação já é praticamente nula nesse período. Assim, no período noturno, a potência ativa descreve um comportamento similar ao visto na Figura 34.

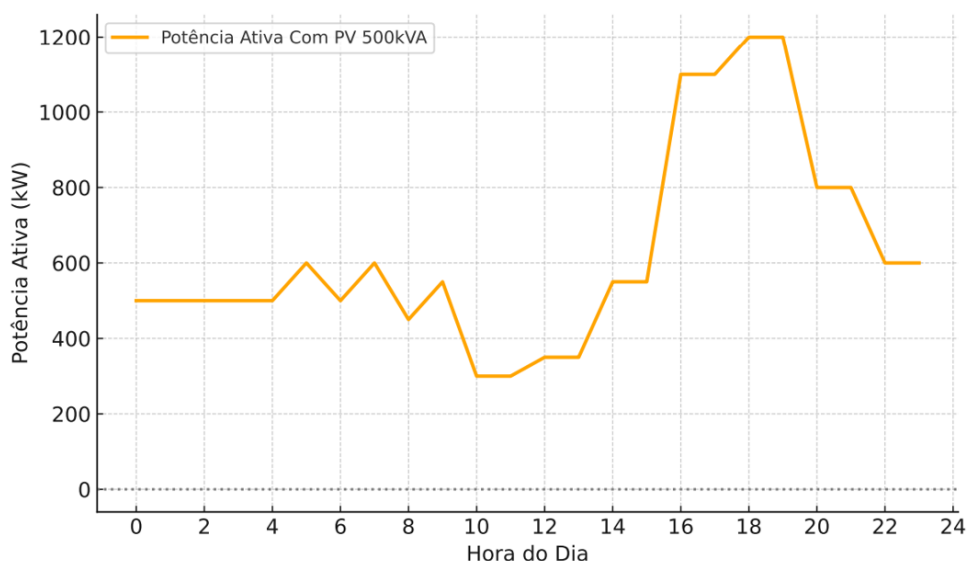


Figura 35 – Exemplo: potência ativa de entrada, próxima à subestação, ao longo do dia com a presença do sistema FV de 500 kW conectado ao sistema.

Fonte: Próprio autor.

Ainda em caráter experimental, nessa mesma análise, deseja-se criar uma situação crítica onde a geração FV cria um cenário de fluxo reverso de potência. Ou seja, um cenário em que uma quantidade significativa de energia passa a fluir das cargas em direção à subestação. Para tal, a potência do gerador FV, instalado na barra *m1209814*, será alterada de 500 kW para 1000 kW. Dessa forma, o comportamento da potência ativa, próximo à subestação, pode ser visto no gráfico da Figura 36. A análise dessa curva, permite concluir que em determinado horário (por volta de 10h até próximo das 14h), o fluxo de potência se torna negativo, caracterizando a ocorrência de

fluxo reverso de potência. Ou seja, a energia excedente, inserida no alimentador pela geração FV, é exportada de volta para a subestação.

Com isso, como visto no estado da arte deste estudo, esse fenômeno de fluxo reverso de potência traz implicações emergenciais para sanar intercorrências no SDEE, como por exemplo: necessidade de revisão da proteção ao longo do alimentador e na subestação; risco de sobretensões locais, devido à exportação de potência; e necessidade de controle de potência reativa ou, como foco deste estudo, alocação de dispositivos de armazenamento de energia (BESS) para mitigar impactos no SDEE.

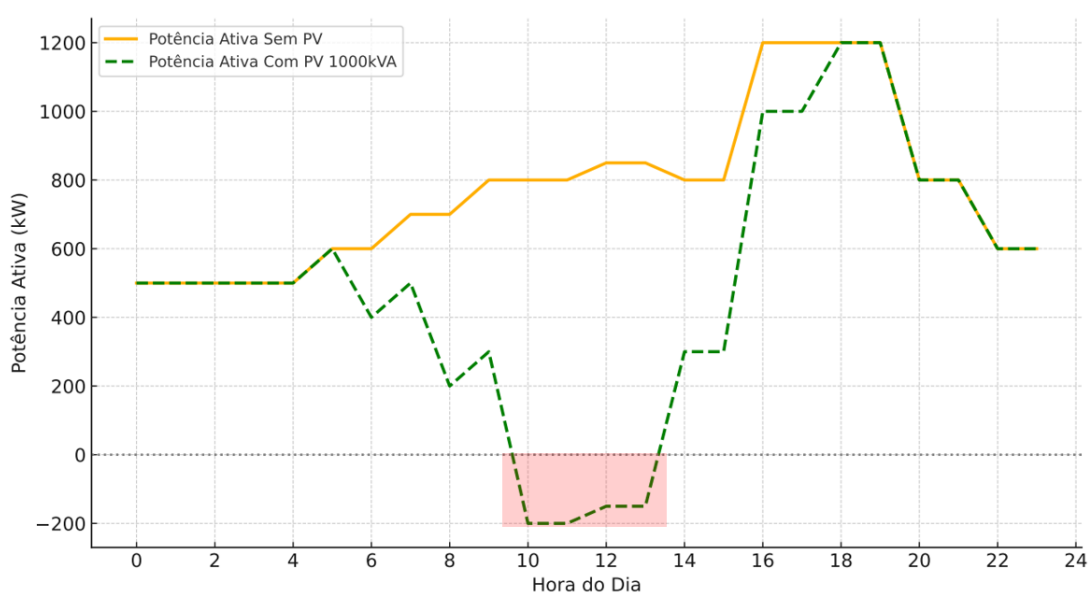


Figura 36 – Exemplo comparativo: potência ativa de entrada, próxima à subestação, ao longo do dia sem e com a presença do sistema FV de 1000 kVA conectado ao sistema.

Fonte: Próprio autor.

4.4.2 Níveis de Tensão na Entrada da Subestação

No Brasil, a qualidade do fornecimento de energia elétrica é regida por um conjunto de normas e diretrizes específicas, estabelecidas pela ANEEL, e reunidas em documentos intitulados como *Procedimentos de Distribuição* (PRODIST).

Dentre os requisitos abordados, destaca-se a necessidade de manutenção dos níveis de tensão dentro de faixas aceitáveis tanto em BT quanto em MT, visando garantir a segurança e a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

De acordo com o *Módulo 8* do PRODIST (ANEEL, 2022), para fins de QEE, os níveis de tensão devem ser mantidos, no ponto de conexão do consumidor, dentro das seguintes faixas, conforme aludido pela Tabela 9:

Tabela 9 – Níveis permitidos de tensão segundo o PRODIST

Tipo de Sistema	Tensão nominal (p.u.)	Faixa permitida
BT (tensão \leq 1 kV)	1,0	De 0,95 a 1,05 pu
MT (1 kV < tensão < 69 kV)	1,0	De 0,95 a 1,05 pu

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2022).

Nesse sentido, a tensão de 0,95 pu corresponde a 95% da tensão nominal (por exemplo, aproximadamente 120 V se nominal for 127 V, ou 209 V se nominal for 220 V). Em contrapartida, a tensão limítrofe de 1,05 pu corresponde a 105% da tensão nominal (por exemplo, 133 V para 127 V, ou 231 V para 220 V).

As diretrizes do *Módulo 8* do PRODIST ainda destacam que tais limites de tensão devem ser respeitados na maior parte do tempo (em termos de percentuais mensais de atendimento). Assim, pequenas violações momentâneas podem ocorrer, mas não devem ser frequentes (ANEEL, 2022).

Ainda em caráter experimental, deseja-se agora monitorar os níveis de tensão na barra *m1209814* (a mesma barra vista anteriormente, próxima à subestação) para a geração FV de 1000 kW. Assim, a Figura 37 mostra o gráfico contendo tais medições ao longo do dia.

Analisando o comparativo trazido pelo gráfico da Figura 37, nota-se que, com base no perfil de carga e nas características da rede (impedância, carregamento, presença de reguladores etc.), um sistema FV de 1000 kW, inserido próximo à subestação no circuito IEEE 8500, aumenta o nível de tensão, mas não atinge níveis críticos de sobretensão que violem as normativas estabelecidas pelo PRODIST.

É interessante observar que, mesmo diante da ocorrência de fluxo reverso de potência (Figura 36), a sobretensão não ultrapassou 1,05 pu. Contudo, se o nível de penetração FV for de 1500 kW ou 2000 kW, junto à barra *m1209814*, será possível verificar a ocorrência de sobretensão acima de 1,05 pu, como mostra a Figura 38.

Assim, conclui-se que tais resultados demonstram que a capacidade de geração FV instalada influencia diretamente a qualidade da tensão da rede, podendo levar a situações de não

conformidade caso o dimensionamento dos sistemas de GD não considere adequadamente as características do sistema elétrico local.

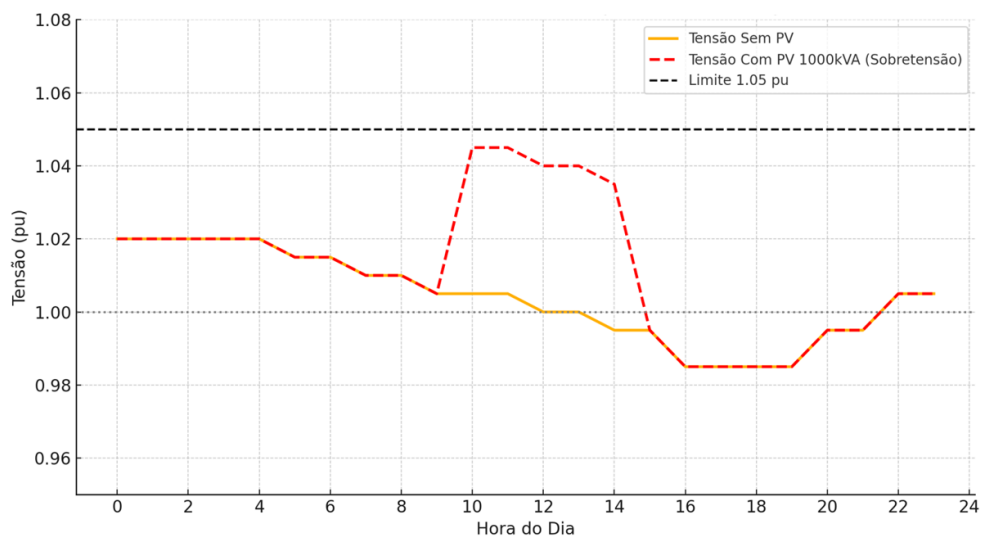


Figura 37 – Exemplo comparativo: nível de tensão, próximo à subestação, ao longo do dia sem e com a presença do sistema FV de 1000 kW conectado ao sistema.

Fonte: Próprio autor.

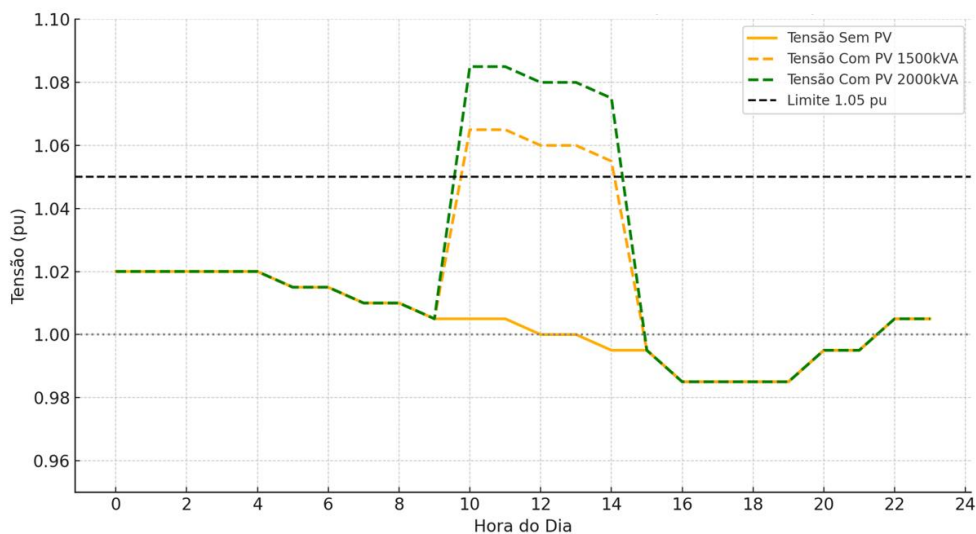


Figura 38 – Exemplo comparativo: níveis de tensão, próximo à subestação, ao longo do dia sem e com a presença do sistema FV de 1500 kW e 2000 kW conectados ao sistema.

Fonte: Próprio autor.

4.5 Análise de Distintos Cenários de Penetração FV no alimentador IEEE 8500

Primeiramente, é preciso ressaltar, que foi adotado, no modelo do IEEE 8500, um fator multiplicador global de carga (*LoadMult*). Este foi estipulado em 0,7 (ou 70%) para todas as cargas durante as simulações. Tal fator foi empregado para ajustar a carga total do circuito a níveis realistas e condizentes com a escala de estudo proposta. Dessa forma, todas as análises subsequentes deste trabalho, incluindo as relacionadas às perdas, perfis de tensão e impactos da inserção de GDFV, consideram tanto o perfil de carregamento adaptado quanto o fator de carga aplicado uniformemente a todas as cargas do circuito.

Contudo, cabe destacar que, embora o fator multiplicador global de carga ($LoadMult = 0,7$) tenha sido adotado para representar condições de carga atenuada no circuito, a definição dos níveis de penetração FV foi mantida com base na carga nominal total do sistema (11,1 MW). Essa escolha permite avaliar com mais clareza, durante os testes deste estudo, os efeitos da GDFV sobre o sistema em cenários de maiores intercorrências técnicas, mesmo sob regime de carga levemente reduzido.

Nesse sentido, dando prosseguimento às análises, com o objetivo de verificar o comportamento do circuito IEEE 8500, serão simulados diferentes cenários de GDFV contendo: 20%, 30% e 50% de penetração dessas unidades geradoras espalhadas de forma arbitrária ao longo do alimentador. De acordo com GARCIA JR; SILVA (2024), esse percentual é uma relação entre a potência instalada dos sistemas FV e a demanda máxima do circuito, como evidencia a equação (4.7).

$$Penetração\ FV\ (\%) = \left(\frac{Potência\ FV\ instalada\ total}{Demanda\ máxima\ do\ circuito} \right) 100 \quad (4.7)$$

Assim, para uma penetração FV de 20%, considerando, segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), a demanda máxima do circuito em aproximadamente 11,1 MW (como consta nos dados do Quadro 3) e o fator multiplicador global de carga de 0,7, tem-se caracterizado, para cada cenário de penetração, os resultados de potência FV instalada junto ao IEEE 8500. Além disso, distribuindo esses valores em sistemas de GDFV com 10 kW cada, é possível obter os dados relacionados pela Tabela 10. Ressalta-se que o valor 10 kW foi escolhido arbitrariamente visto que no Brasil, sistemas de pequeno porte residencial costumam ter entre 3 kW e 10 kW (MME, 2015).

Tabela 10 – Potência FV instalada em diferentes cenários de simulação

	Cenário de 20%	Cenário de 30%	Cenário de 50%
Potência FV instalada (total)	2,22 MWp	3,33 MWp	5,55 MWp
Número de unidades geradoras	222	333	555

Fonte: Próprio autor

Para a simulação da penetração de GDFV nos diferentes cenários analisados, considerou-se a distribuição dos geradores FV (de 10 kW) de forma aleatória e homogênea ao longo do circuito IEEE 8500.

A Figura 39 mostra um gráfico comparativo para análise do comportamento da tensão na barra *m1209814* (próxima à subestação em média tensão).

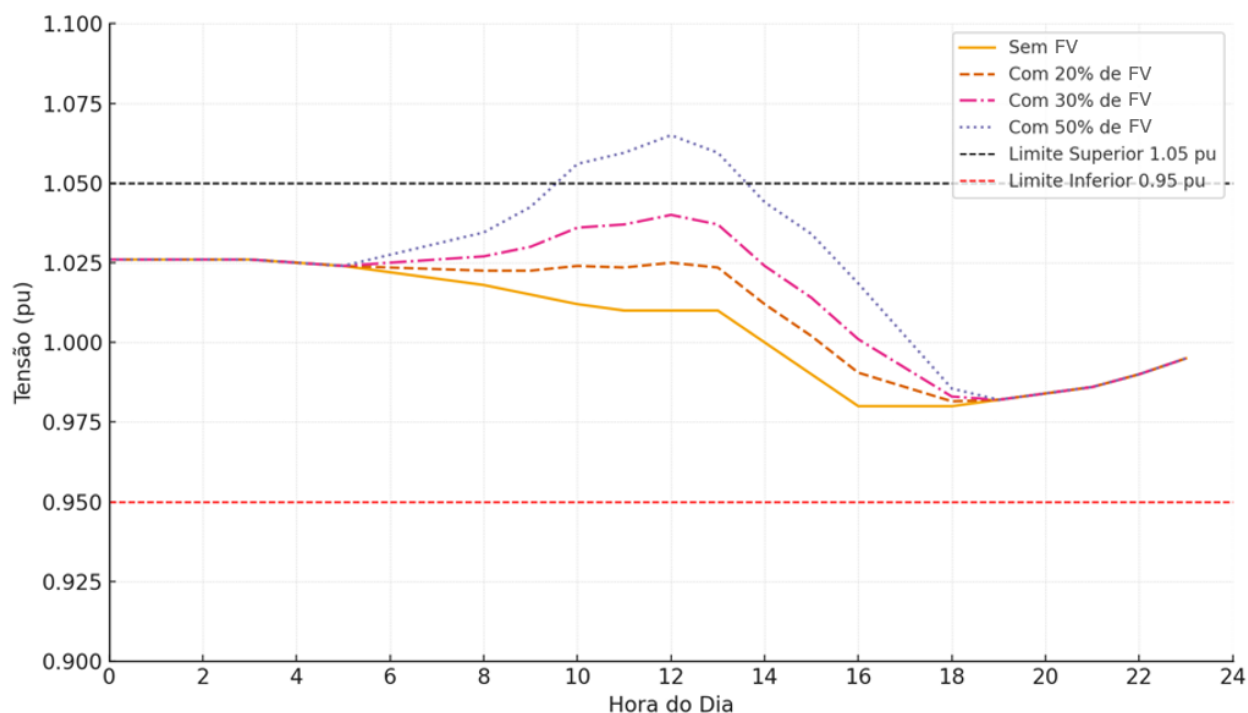


Figura 39 – Níveis de tensão para distintos cenários de penetração fotovoltaica no Circuito IEEE 8500: 20%, 30% e 50%. Fonte: Próprio autor.

Com a inserção de 20% de penetração FV, notou-se uma elevação modesta do perfil de tensão no período de maior geração solar (entre 10h e 14h), mantendo-se, entretanto, dentro dos limites normativos (0,95 a 1,05 pu). Nesse caso, a GD contribuiu para a redução do carregamento da rede, elevando a tensão de forma benéfica, sem ultrapassar 1,05 pu.

No cenário de 30% de penetração FV, a elevação de tensão foi mais expressiva durante o pico solar, levando a tensão na barra *m1209814* a valores que tendem a atingir 1,05 pu, contudo, sem ultrapassagem. Esse comportamento já indica a necessidade de atenção a mecanismos de controle de tensão em cenários de maior inserção de GD.

Contudo, com 50% de penetração FV, o efeito de elevação da tensão foi ainda mais significativo. Durante o período de máxima geração solar, a tensão atingiu valores próximos a 1,07 pu, ultrapassando, de maneira considerável, o limite regulamentado de 1,05 pu (durante quase quatro horas). Esta condição representa uma sobretensão crítica e evidencia que, sem controle adequado, a inserção massiva de geração FV pode comprometer a qualidade do fornecimento de energia elétrica, mesmo em barras próximas à subestação.

Portanto, conclui-se que, na ausência de sistemas de controle de tensão, a elevação de penetração FV impacta progressivamente o perfil de tensão, sendo o problema de sobretensão evidente a partir de penetrações acima de 30%, e particularmente acentuado com 50% de GDFV no sistema.

Prosseguindo com as análises, também é possível observar o impacto dos níveis de penetração da GDFV na potência ativa junto à entrada da subestação. A Figura 40 mostra um gráfico comparativo onde é possível analisar o comportamento da potência ativa sem a geração FV e com as inserções em níveis de 20%, 30% e 50% de GDFV.

Como esperado, o cenário sem GDFV, segue o perfil típico da carga de um sistema de distribuição, sem apresentar qualquer afundamento no período de incidência solar. Contudo, nos cenários com geração FV, observa-se que, à medida que a penetração FV aumenta, a potência ativa, medida próxima à subestação, é progressivamente reduzida no intervalo de 10h a 14h.

Com 20% de penetração FV, a potência ativa ainda se mantém amplamente positiva, indicando que a GD é insuficiente para inverter o fluxo de potência. Com 30% de penetração, a potência ativa tende a se aproximar do zero no pico de incidência solar (em 12h), evidenciando a iminência de fluxo reverso de potência. Finalmente, com 50% de penetração FV, a potência ativa torna-se significativamente negativa no horário de máxima geração, caracterizando um fluxo reverso expressivo da energia excedente em direção à subestação (das 10h, até aproximadamente 16h).

Nesse sentido, percebe-se que o comportamento visto nos gráficos das Figuras 39 e 40, reforça a importância da análise da capacidade de *hosting capacity* da rede IEEE 8500. Isso porque, elevados níveis de penetração FV geram impactos operacionais relevantes, como aumento de tensões e inversão de fluxo de potência, ocorrências que evidenciam os desafios para o controle de tensão e proteção. Além disso, observa-se um desafio relacionado à rampa de potência ativa entre 16h e 18h, o que exige uma resposta rápida por parte dos operadores do sistema para atender à demanda de carga no início da noite.

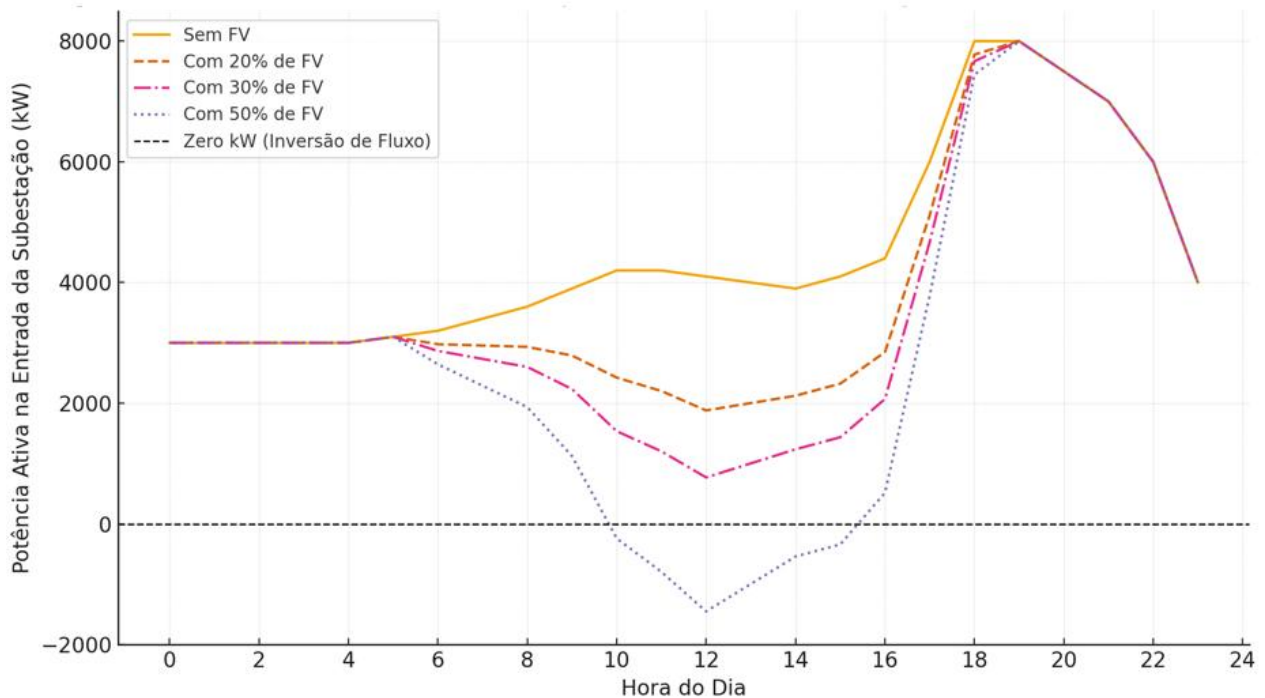


Figura 40 – Níveis de potência ativa para distintos cenários de penetração fotovoltaica no Circuito IEEE 8500: 20%, 30% e 50%. Fonte: Próprio autor.

4.6 Identificação da Janela Crítica para Mitigar Sobretensão e Fluxo Reverso de Potência

O foco deste capítulo é apresentar o circuito IEEE 8500, prepará-lo para receber os testes de instalação da GDFV (modelagem do *PV System*) e extrair dele uma prévia dos resultados referentes a como esse alimentador se comporta diante de determinados níveis de penetração de GDFV. Contudo, pelo que foi visto no comportamento dos cenários que descreveram os níveis de tensão e potência ativa na entrada da subestação (Figuras 39 e 40), já é possível referenciar alguns

dados que irão nortear um ponto chave do dimensionamento dos BESS (que será discutido no próximo capítulo), como por exemplo, o tempo de atuação (carga e descarga) desses armazenadores de energia ao longo do dia.

Com base nas Figuras 39 e 40 e na análise temporal dos fenômenos, observa-se que:

- A sobretensão ocorre entre 9h30min e 13h30min, totalizando 4 horas de violação do limite superior de 1,05 pu próximo à entrada da subestação;
- O fluxo reverso de potência ativa se manifesta entre 10h e 15h30min, totalizando 5 horas e meia de leitura negativa da potência medida próxima à subestação; indicando exportação de energia para montante.

Assim, esses dois fenômenos possuem uma janela de sobreposição, das 10h às 13h30min, o que abre a possibilidade de atuação simultânea do BESS sobre ambos os efeitos caso seja operado nesse intervalo.

No entanto, para fins de dimensionamento do BESS, principalmente no que se refere à definição da duração do período de carregamento, torna-se necessário avaliar qual das janelas críticas deve ser priorizada.

Do ponto de vista técnico-regulatório, a mitigação da sobretensão deve ser tratada como prioridade, uma vez que representa uma violação direta dos limites operacionais estabelecidos pela ANEEL para a operação em regime permanente (entre 0,95 pu e 1,05 pu) (ANEEL, 2022). Já o fluxo reverso de potência, embora potencialmente indesejado, não configura uma infração direta às normas, a menos que cause efeitos colaterais como sobretensões ou sobrecargas.

Adicionalmente, priorizar a janela de 4 horas (das 9h30min às 13h30min) apresenta vantagens do ponto de vista energético e econômico. Nesse sentido, tal estratégia, exige menor capacidade de armazenamento e menor energia acumulada nos BESS. Essa tática ainda permite atuar durante a janela de sobreposição dos dois fenômenos (10h – 13h30min), contribuindo de forma parcial para a mitigação do fluxo reverso.

Sendo assim, opta-se por adotar, no Capítulo 5, a janela de 4 horas para operação de carregamento do BESS. Isso porque o foco principal é a eliminação da sobretensão, atendendo aos critérios técnicos, regulatórios e de viabilidade econômica do SDEE.

4.7 *Hosting Capacity* do alimentador IEEE 8500

O OpenDSS permite fazer um levantamento de todas as linhas do alimentador afetadas por sobretensão e/ou sobrecarga. O monitoramento desses índices, em sincronia com a penetração de GD, evidencia os indicadores de *hosting capacity* (em MW) assim que o circuito se isenta, imediatamente, de tais violações.

O indicador da capacidade de acomodação de GD para o índice de sobretensão é encontrado assim que o limite máximo de tensão (1,05 pu) é ultrapassado. Da mesma forma, a máxima acomodação de GD no circuito, sem ocorrência de sobrecarga, se dá quando o *software* comunica que nenhuma linha do alimentador ultrapassou seus limites máximos de corrente (GARCIA JR.; SILVA, 2024).

4.7.1 *Hosting Capacity* relativo à sobretensão

Para a avaliação do índice de *hosting capacity* relativo à sobretensão no SDEE em estudo, foi realizada, no OpenDSS (com auxílio de programação Python), uma abordagem iterativa baseada em sucessivos fluxos de potência, conforme ilustrado pelo esquema da Figura 41. Nesse sentido, o objetivo foi determinar o nível máximo de penetração FV que poderia ser inserido no alimentador, sem provocar violações dos limites de tensão fixados em 1,05 pu (ANEEL, 2022).

O procedimento foi estruturado como um *loop* incremental, em que a potência total da GDFV foi aumentada progressivamente em etapas discretas. Assim, a cada passo, um novo fluxo de potência foi sendo executado no *software* e os resultados foram avaliados com base no valor máximo de tensão estabelecido (*set point* de 1,05 pu).

Dessa forma, durante cada iteração, o OpenDSS calcula as tensões nodais do circuito em regime permanente, considerando o perfil de carga e o nível de geração FV definido. Em seguida, o valor máximo de tensão entre todas as barras é comparado com o *set point*. Enquanto esse valor estiver abaixo ou igual ao *set point*, o *loop* continua; com nova injeção de geração FV e nova solução do fluxo de potência para o circuito.

O processo se encerra quando a tensão ultrapassar o *set point* em ao menos uma barra do sistema. Assim, nesse instante, considera-se que o sistema atinge seu índice de *hosting capacity*

por sobretensão. Ou seja, o valor total de geração FV, inserida naquele ponto do teste, é registrado como o índice crítico de acomodação de GDFV. Esse valor, geralmente expresso em MW, representa a capacidade máxima do alimentador para absorver geração FV sem comprometer os níveis adequados de tensão da rede.

4.7.2 *Hosting Capacity* relativo à sobrecarga

De modo similar, a avaliação do índice de *hosting capacity* relativo à sobrecarga em SDEE é realizada no OpenDSS utilizando uma metodologia incremental e iterativa, como mostra Figura 41, semelhante ao processo adotado para análise de sobretensão. O objetivo desse processo é identificar o maior nível de penetração de GDFV que a rede suporta sem que ocorram sobrecargas em seus elementos, tais como linhas, transformadores ou equipamentos de controle.

Com auxílio de programação Python, também foi possível criar um procedimento que se baseia na execução de um *loop* de aumento progressivo da potência FV instalada, a partir de um valor inicial (por exemplo, 0% da carga total). Assim, a cada passo incremental (normalmente de 5% em 5%) é realizado um novo fluxo de potência no OpenDSS. Portanto, após cada solução do fluxo de potência, é verificado o carregamento percentual da linhas, em relação à sua corrente máxima admissível.

Assim, enquanto todos os carregamentos permanecerem dentro dos limites operacionais (tipicamente até 100% da capacidade nominal), a geração FV é incrementada e o ciclo se repete. Caso alguma linha ultrapasse sua capacidade permitida (corrente acima do limite térmico ou potência acima da capacidade nominal), considera-se que o sistema atingiu seu *hosting capacity* por sobrecarga. Ou seja, o valor total de GDFV, no momento da primeira violação, é registrado como o índice crítico. Tal valor, usualmente expresso em MW, representa a capacidade máxima da rede para integrar GD sem comprometer a segurança térmica e estrutural dos componentes do alimentador.

Por fim, é preciso ressaltar que o indicador de *hosting capacity*, na ótica dos índices de sobretensão e sobrecarga do circuito de distribuição em estudo, é o valor que primeiro limitar uma das duas violações. Ou seja, o menor valor entre os índices de acomodação de sobretensão e sobrecarga (RADATZ, 2020).

A apresentação e discussão dos dados finais do experimento, assim como demais soluções da simulação (resultado das perdas totais, índices de *hosting capacity*, fluxo reverso de potência etc.), para o alimentador IEEE 8500, serão realizadas no Capítulo 6 deste estudo. O código (em linguagem Python) de implementação do algoritmo, para determinação do *hosting capacity*, é apresentado no Apêndice C deste estudo.

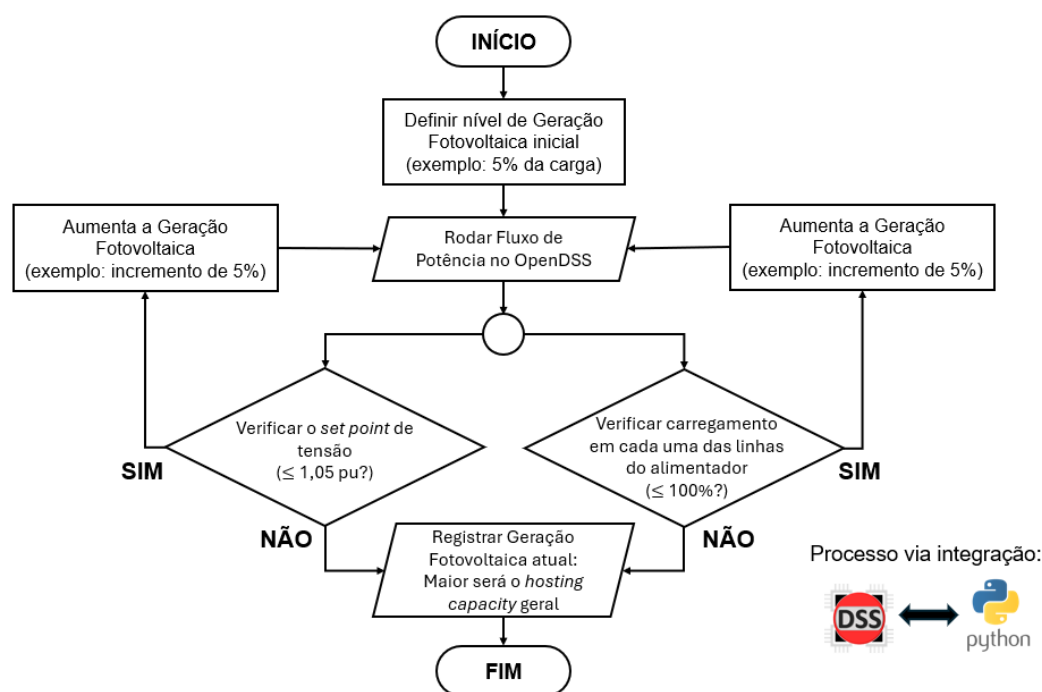


Figura 41 – Diagrama para determinação do *hosting capacity* de sobretensão e sobrecarga.

Fonte: Próprio autor.

4.8 Conclusões

A análise realizada ao longo deste capítulo buscou demonstrar, os impactos técnicos da inserção de GDFV em SDEE, utilizando, como base de simulação, o circuito IEEE 8500. Este alimentador teste é amplamente consolidado na literatura, sendo referência para testes em sistemas de distribuição visto sua complexidade, granularidade e semelhança com redes reais.

O detalhamento da modelagem do sistema elétrico no *software* OpenDSS, se justifica pela necessidade de garantir reprodutibilidade dos experimentos e transparência na construção dos cenários de simulação. Essa representação buscou ser fiel aos componentes do sistema (painéis FV,

inversores, perfis de irradiação, curva de irradiância, influência da temperatura etc.). Em suma, a modelagem detalhada busca avaliar com precisão os efeitos da GDFV sobre os perfis de tensão, fluxo de potência e possíveis violações aos limites estabelecidos por normas regulatórias, como o PRODIST.

Prosseguindo com as análises, os resultados de uma simulação prévia (que buscou realizar um primeiro teste no IEEE 8500), demonstraram que níveis elevados de penetração FV, especialmente entre 30% e 50%, podem induzir sobretensões e inversão do fluxo de potência junto à subestação, comprometendo a operação segura da rede. Além disso, a análise temporal desses fenômenos, revelou uma janela crítica de atuação entre 9h30min e 13h30min, na qual a mitigação da sobretensão deve ser priorizada por representar uma violação direta dos limites regulatórios de tensão. Assim, essa janela de 4 horas, será adotada no dimensionamento e controle dos sistemas de armazenamento de energia (BESS), apresentados no próximo capítulo.

Adicionalmente, por meio de uma metodologia implementada e ilustrada pelo fluxograma da Figura 41, os índices de *hosting capacity* para os limites de sobretensão e sobrecarga, evidenciam que há um ponto crítico de acomodação da GD, acima do qual medidas de mitigação tornam-se indispensáveis. Tais resultados serão apresentados no Capítulo 6.

Diante da problemática exposta neste capítulo, nas próximas seções será debatida a aplicação de sistemas de armazenamento de energia como estratégia viável para aumentar a capacidade de acomodação da GDFV e mitigar os impactos observados no SDEE em estudo.

CAPÍTULO 5

ARMAZENADORES DISTRIBUÍDOS PARA O AUMENTO DA CAPACIDADE DE ACOMODAÇÃO

Dando continuidade às análises desenvolvidas no capítulo anterior, onde foram investigados os impactos técnicos decorrentes da inserção de GDFV no alimentador IEEE 8500, este capítulo propõe à aplicação de sistemas de armazenamento de energia distribuídos (BESS) como estratégia para mitigar as intercorrências identificadas.

Conforme evidenciado nas simulações do circuito IEEE 8500 realizadas em OpenDSS, níveis elevados de penetração FV (especialmente acima de 30%) resultaram em desafios operacionais significativos, como a elevação dos perfis de tensão e a ocorrência de considerável fluxo reverso de potência junto à subestação. Nesses primeiros testes, esses fenômenos descritos ocorreram por aproximadamente quatro horas. Com isso, esses eventos demonstram a necessidade de soluções capazes de mitigar tais intercorrências e viabilizar a expansão segura da GDFV, sem comprometer a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia aos consumidores.

Nesse contexto, a proposta deste capítulo é avançar para a segunda etapa da metodologia adotada para este estudo, incorporando ao modelo do circuito IEEE 8500 (no ambiente OpenDSS), sistemas BESS estrategicamente alocados ao longo do alimentador. A finalidade desses testes é avaliar o potencial de armazenadores distribuídos em absorver o excedente de geração nos momentos de alta produção FV. Além disso, posteriormente no horário ponta, esses BESS irão despachar, junto ao SDEE, a energia armazenada para dar suporte à rede convencional. Desse modo, de forma geral, espera-se que essa medida contribua para a regulação dos níveis de tensão, bem como para a manutenção da operação segura da rede.

Para tanto, este capítulo será organizado da seguinte forma: inicialmente será apresentado o dimensionamento das unidades BESS e as premissas para sua caracterização com baterias íons de lítio. Na sequência, será descrito o ciclo operacional dos armazenadores, estabelecendo critérios

para armazenagem e despacho de energia. Em seguida, abordam-se as diretrizes para a instalação dos dispositivos ao longo do alimentador e a definição da quantidade necessária de armazenadores, com vistas à otimização do investimento (menor número possível de BESS) e à eficiência do sistema (mitigação das intercorrências técnicas). Por fim, serão apresentadas as conclusões, sintetizando as contribuições desta etapa da pesquisa para o aumento da capacidade de acomodação da GDFV no alimentador em análise.

5.1 Dimensionamento

Para iniciar a abordagem sobre os armazenadores distribuídos de energia, faz-se necessário compreender o dimensionamento destes elementos diante do contexto da rede IEEE 8500. Inicialmente, é preciso determinar a capacidade total de cada BESS e a organização eletrotécnica dos seus respectivos módulos de baterias para conexão com o SDEE. Em seguida, serão estabelecidos os critérios para o dimensionamento do inversor bidirecional, responsável pela interface dos armazenadores com a rede de distribuição elétrica para que assim seja garantido a operação eficiente e segura do sistema.

5.1.1 Dimensionamento do BESS

A primeira etapa para a implementação dos armazenadores distribuídos no circuito IEEE 8500 consiste no dimensionamento adequado das unidades BESS. Considerando o foco deste estudo, cada sistema de armazenamento será formado por conjuntos de baterias íon de lítio, amplamente reconhecidas pela elevada densidade energética, boa eficiência de carga/descarga e considerável durabilidade operacional (CANSIZ et al., 2017).

Antes de dar prosseguimento ao dimensionamento técnico dos armazenadores distribuídos, é preciso ressaltar que este estudo não tem como objetivo testar e/ou recomendar um fabricante e/ou modelo específico de bateria para nortear as análises aqui tecidas e apresentadas. Na verdade, o foco e o objetivo dessa etapa do ensaio resumem-se em escolher um formato de bateria que esteja disponível no mercado a fim de constituir o BESS, cada um com condições estruturais para

alocação em postes do SDEE. Isso também vale para o modelo comercial de inversor bidirecional a ser mencionado neste trabalho.

Dessa maneira, após uma pesquisa em catálogos de fabricantes, foi escolhido o modelo de bateria modular de Fosfato de Ferro-Lítio (LiFePO₄): RackArk-51200, da marca Sun Ark. Além disso, conforme observações de CHHETRI et al. (2024), apresentado no estado da arte deste estudo, a escolha dessa química justifica-se pelo objetivo de trabalhar com um tipo de bateria de íon-lítio com maior densidade energética e com menor grau de inflamabilidade. Da mesma forma, desde que seja respeitado o índice de proteção IP20 (por exemplo, por meio do uso de invólucro de proteção, conforme o manual do fabricante), esta bateria modular possui uma estrutura compacta, adequada para instalação em locais com restrição de espaço, como abrigos externos, racks industriais e postes. Este último se apresenta como uma opção interessante, considerando o objetivo de distribuir os BESS ao longo do alimentador de energia (SUN ARK, 2024).

A Figura 42 apresenta uma foto do modelo modular dessa célula eletroquímica. Adiante, um resumo das principais propriedades técnicas desse equipamento, é apresentado pela Tabela 11 (SUN ARK, 2024).



Figura 42 – Modelo modular da célula eletroquímica: RackArk-51200 do fabricante Sun Ark (bateria de fosfato de ferro-íon escolhida).

Fonte: (SUN ARK, 2024).

Definido o modelo e parâmetros da bateria, faz-se necessário montar o agrupamento de células eletroquímicas que constituirá o armazenador de energia elétrica. Isso porque, cada unidade

BESS será especificada com potência nominal ajustada à realidade do circuito e aos objetivos de mitigação dos impactos da GDFV. Nesse sentido, a escolha da potência de cada BESS buscou estabelecer um equilíbrio entre a capacidade de absorção da energia excedente injetada na rede (em momentos de maior geração FV e menor demanda de consumo) e a viabilidade econômica do projeto.

Tabela 11 – Propriedades da bateria de fosfato de ferro-íon escolhida

Bateria Fosfato de Ferro-Lítio: Modelo RackArk-51200 do Fabricante Sun Ark	
Características elétricas	
Tensão Nominal (V_{CC}): $V_{módulo}$	51,2
Número de células internas	16 em série e 2 em paralelo
Capacidade ampère-hora (Ah)	200
Energia (kWh)	10,24
Ciclo de vida	6000 ciclos com 80% de profundidade de descarga em duas horas (0,5 C)
Composição química do material catódico	LiFePO ₄
Padrão de carga/descarga	
Tensão de carga (V)	56
Corrente de carga máxima (A)	200
Corrente de descarga máxima (A)	200
Tensão de corte de descarga (V_{CC})	43,2
Tensão de corte de carga (V_{CC})	58,4
Ambiente	
Temperatura de operação de carga	0°C a 55°C com 60 a 25% de umidade relativa
Temperatura de operação de descarga	-20°C a 55°C com 60±25% de umidade relativa
Temperatura de armazenamento	-20°C a 55°C com 60±25% de umidade relativa
Mecânica	
Classe IP	IP20
Material da caixa	Metal
Dimensões (conjunto de células + circuitos que formam a unidade de armazenamento: parte elétrica/funcional)	Comprimento: 68,0 cm
	Largura: 48,3 cm
	Altura: 17,8 cm
Dimensões do gabinete (envoltório externo para proteção e instalação)	Comprimento: 85,0 cm
	Largura: 57,0 cm
	Altura: 28,5 cm
Peso líquido (kg)	88
Peso bruto (kg)	97

Fonte: Adaptado de (SUN ARK, 2024)

Para este estudo, considerando um fator de potência igual a 1, foi definido o valor de 75 kW para a potência nominal do BESS (P_{BESS}). Essa escolha busca perfazer, de acordo com a ABNT NBR 5440 (2014), um valor típico de potência de transformadores do SDEE alocados em áreas com média concentração de carga, pequenos edifícios ou zonas industriais leves. Maiores detalhes sobre o local de instalação desses BESS, serão apresentados e discutidos na próxima seção deste estudo.

É necessário também definir o nível de tensão do ponto de conexão do BESS com a rede. Nesse sentido, de acordo com UNAHLEKHAKA; SRIPAKARACH (2020), embora o objetivo do sistema de armazenamento seja mitigar intercorrências que atingem inclusive a subestação, a atuação mais eficaz dos BESS se dá ao longo do alimentador, onde os excedentes de GDFV surgem. Assim, ao absorver localmente essa energia ou fluxo reverso, os armazenadores de energia impedem que ela transite pelo circuito – ou seja, ao longo da rede primária de distribuição – e se propague até a subestação.

Como inversor, será utilizado o modelo AF36K-TH, do fabricante Afore. Este equipamento opera com uma faixa de tensão de 150 a 800 V (cc) por módulo de bateria. Maiores detalhes serão evidenciados na próxima seção, após o dimensionamento do armazenador de energia.

Cada sistema BESS será equipado com um ou mais transformadores dedicados, responsáveis por conectar o inversor bidirecional à rede primária de distribuição. Instalado após o inversor, esses transformadores realizam o acoplamento entre a saída ca dos inversores do BESS e a rede trifásica de média tensão (12,47 kV para o circuito IEEE 8500), garantindo o isolamento galvânico, a compatibilização dos níveis de tensão e a segurança da interface com o sistema elétrico. Vale destacar que o barramento, entre os inversores e os transformadores, opera em ca. Nesse sentido, o nível de tensão adotado foi 0,230 kV (ca). Essa escolha visa garantir compatibilidade com inversores bidirecionais amplamente disponíveis no mercado brasileiro.

Dado prosseguimento ao dimensionamento do armazenador, segundo TER-GAZARIAN (2011), a energia útil ($E_{\text{útil}}$), durante o período de operação do BESS (carga e descarga) pode ser descrita pela equação (5.1) como:

$$E_{\text{útil}} = P_{\text{BESS}} t_{\text{autonomia}} \quad (5.1)$$

Onde, P_{BESS} é a potência do BESS e $t_{\text{autonomia}}$ é o tempo de autonomia do BESS em suas operações de carga e descarga.

Como visto no capítulo anterior, nas Figuras 39 e 40 e na discussão da Seção 4.6, o horário operacional mais crítico do sistema, diante das intercorrências da penetração copiosa de GDFV, é das 9h30min às 13h30min, o que caracteriza um período de 4h. Assim, para uma $P_{\text{BESS}} = 75$ kW e um $t_{\text{autonomia}} = 4$ horas, tem-se, segundo a equação 5.2, uma $E_{\text{útil}}$ para o BESS de:

$$E_{\text{útil}} = 75 \text{ kW (4 h)} = 300 \text{ kWh} \quad (5.2)$$

De acordo com TER-GAZARIAN (2011), a energia nominal (E_{nominal}) desse sistema de armazenamento, considerando um DoD utilizável é retratada segundo a equação (5.3):

$$E_{\text{nominal}} = \frac{E_{\text{útil}}}{\text{DoD (\%)}} \quad (5.3)$$

Considerando uma DoD (profundidade de descarga) utilizável de 70% e a $E_{\text{útil}}$ obtida na equação (5.2), tem-se, segundo a equação (5.4):

$$E_{\text{nominal}} = \frac{300 \text{ kWh}}{0,7} = 428,57 \text{ kWh} \quad (5.4)$$

A escolha de uma DoD na faixa de 70% deve-se ao fato de que, no contexto de projeto, para dimensionamento de BESS, considera-se que a operação segura e recomendada das baterias LiFePO₄, ocorre entre 20% e 90% em relação à porcentagem da bateria completamente carregada. Tal procedimento garante maior vida útil e evita desgastes prematuros das células eletroquímicas do armazenador. Em suma, isso corresponde a uma faixa de utilização de 70% da energia nominal instalada. Assim, para garantir a disponibilidade da energia útil requerida para despacho do BESS, a capacidade nominal do aparato é ajustada proporcionalmente nessa porcentagem descrita (CRESESB; CEPEL, 2014).

Prosseguindo com os cálculos e sabendo que a energia do módulo de baterias ($E_{\text{módulo}}$), é a capacidade de armazenamento da célula em kWh, a próxima etapa dos cálculos, conforme equação (5.5), visa estipular o número teórico de módulos necessários ($N_{\text{módulos teórico}}$). De acordo com TER-GAZARIAN (2011), tem-se que:

$$N_{\text{módulos teórico}} = \frac{E_{\text{nominal}}}{E_{\text{módulo}}} \quad (5.5)$$

Assim, de acordo com o resultado da equação (5.4) e consultando a Tabela 11, para obter a capacidade de armazenamento ($E_{\text{módulo}}$) da bateria RackArk-51200, tem-se, segundo a equação (5.6).

$$N_{\text{módulos teórico}} = \frac{428,57 \text{ kWh}}{10,24 \text{ kWh}} = 41,85 \text{ módulos} \approx 42 \text{ módulos} \quad (5.6)$$

Contudo, pode ser que este resultado não garanta uma tensão cc segura para operação do inversor. Assim, é preciso encontrar uma solução que permita organizar, eletricamente, os módulos para que a tensão do barramento cc fique adequada aos inversores e a energia total seja suficiente para garantir a autonomia de 4 horas do BESS.

Dessa forma, para definir a quantidade de módulos em série por *strings* ($N_{série\ strings}$), de acordo com a equação (5.7), tem-se o seguinte cálculo:

$$N_{série\ strings} = \frac{V_{barramento\ CC}}{V_{módulo}} \quad (5.7)$$

Esses módulos, colocados em série, garantem que as tensões se somem e as capacidades ampère-hora (Ah) ou kWh se mantenham (TER-GAZARIAN, 2011).

Consultando a Tabela 11, é possível obter a tensão nominal ($V_{módulo}$ igual a $51,2 V_{CC}$) da bateria RackArk-51200. A respeito da $V_{barramento\ CC}$, ela será adotada com o valor de aproximadamente $150 V_{CC}$, valor resultante da associação em série de pelo menos 3 módulos de $51,2 V_{CC}$. Essa escolha não é arbitrária, pois se insere dentro da faixa ideal de operação do inversor bidirecional comerciais de baixa tensão (120 a $250 V_{CC}$), garantindo corrente moderada e perdas reduzidas por efeito Joule (I^2R), o que, conseqüentemente, demanda cabos e componentes menores para compor o aparato técnico (TER-GAZARIAN, 2011; LAZZARIN, 2012).

Como já dito, e conforme mostra a equação (5.8), a tensão no barramento cc (V_{string}) será:

$$V_{string} = 3 (51,2 V_{CC}) = 153,6 V_{CC} \quad (5.8)$$

Em suma, mesmo a rede sendo ca, o BESS opera internamente em cc e a escolha de sua tensão é feita com o intuito de otimizar o funcionamento e sua integração com os inversores bidirecionais (na conexão entre o BESS e o barramento ca de 0,230 kV) (TER-GAZARIAN, 2011). Conseqüentemente, apenas para destacar o parâmetro, segundo a equação (5.9), o $N_{série\ strings}$ será:

$$N_{série\ strings} = \frac{153,6 V_{CC}}{51,2 V_{CC}} = 3 \text{ módulos} \quad (5.9)$$

Para calcular a energia por *string* (E_{string}), segundo TER-GAZARIAN (2011), basta multiplicar o $N_{série\ strings}$ pela $E_{módulo}$. Assim, como mostra a equação (5.10) a E_{string} será de:

$$E_{string} = 3 (10,24 kWh) = 30,72 kWh \quad (5.10)$$

Sabido o valor de (E_{string}), a potência por *string* (P_{string}), calculada para o tempo de 4 horas será:

$$P_{string} = \frac{30,72 kWh}{4h} = 7,68 kW \quad (5.11)$$

Após obter a tensão V_{CC} necessária (módulos em série), falta encontrar uma maneira de atingir uma $E_{nominal} = 428,57 kWh$ (calculado na equação 5.4). A critério de projeto, foi definido que cada *string* irá operar de forma independente, com seu próprio inversor bidirecional. Dessa forma, a energia total do BESS resulta da soma das energias fornecidas por todas as *strings*. Assim, considerando que cada *string* fornece 30,72 kWh, o número de *strings* necessárias ($N_{strings}$) será, conforme equação (5.12):

$$N_{strings} = \frac{E_{nominal}}{E_{string}} = \frac{428,57 kWh}{30,72 kWh} = 13,95 strings \quad (5.12)$$

Portanto, adota-se $N_{strings} = 14 strings$ completas a fim de garantir sobra operacional, flexibilidade e folga para descarga segura, e modularidade para manutenção e *upgrades*.

Para finalizar este dimensionamento de BESS, basta multiplicar $N_{strings}$ por $N_{série strings}$, conforme equação (5.13). Assim, segundo TER-GAZARIAN (2011), obtém-se o número total de módulos RackArk-51200 ($N_{total módulos}$):

$$N_{total módulos} = N_{strings} (N_{série strings}) = 14 (3) = 42 módulos de baterias \quad (5.13)$$

Dessa forma, após organizar eletricamente os módulos – visando que a tensão do barramento cc se adequasse à faixa de tensão do inversor e a energia total fosse suficiente para garantir a autonomia de 4 horas do BESS – o $N_{total módulos}$ foi exatamente igual ao $N_{módulos teórico}$. Mas nem sempre esse fato ocorre, pois em arquiteturas centralizadas, com *strings* maiores e um único inversor, é comum que ajustes na tensão do barramento ou no número de *strings* resultem em um $N_{total módulos}$ superior ao valor teórico estimado.

Portanto, esses 42 módulos de baterias são divididos em 14 *strings*, onde cada *string* possui 3 módulos de baterias conectados em série. Nessa configuração, a massa total de uma *string* com 3 módulos da bateria RackArk-51200, constitui 291 kg e seu volume $0,414 m^3$ (414 litros). A

respeito do inversor AF36K-TH, sua massa vale 70 kg e seu volume $0,28 \text{ m}^3$ (280 litros). Assim, diante dos limites estruturais típicos de postes de concreto armado ou protendido utilizados no SDEE, a instalação de cada *string* e seu respectivo inversor em um único poste da rede de distribuição totaliza 361 kg. Para efeito de comparação, um transformador de 75 kVA — um dos mais utilizados nos SDEE brasileiros — possui, em média, 450 kg e $0,384 \text{ m}^3$. Isso evidencia que a massa e o volume da *string* do BESS (incluindo seu inversor) não ultrapassa os valores já suportados por estruturas típicas da rede.

A Figura 43 mostra um esquema que ilustra como os módulos de bateria são conectados para formar a tensão no barramento cc e a capacidade (Ah) do BESS dimensionado. Esse é o arranjo eletrotécnico adotado para a formação de um dos BESS a ser inserido no circuito IEEE 8500. Observa-se que cada *string* é composta por 3 módulos de baterias LiFePO₄, modelo RackArk-51200, conectados em série. Essa configuração permite a soma das tensões individuais de cada bateria até alcançar $153,6 V_{CC}$ por *string* no barramento de cc.

Por sua vez, o total de 14 *strings* promove o aumento da capacidade total do BESS ao somar as capacidades individuais de cada agrupamento de módulos (em Ah). Assim, a combinação garante, tanto a tensão adequada para a interface com os inversores bidirecionais AF36K-TH, quanto a energia total necessária para garantir a autonomia de 4 horas prevista para este dimensionamento.

A Tabela 12 organiza e apresenta os dados do resultado do dimensionamento do BESS projetado para este estudo.

Tabela 12 – Resultado do dimensionamento do BESS

Parâmetro	Resultado
Autonomia do BESS (carga/descarga)	4 horas
Energia útil necessária	300 kWh
Energia nominal necessária	428,57 kWh
Número técnico de módulos	42 módulos
Módulos por <i>string</i> (série)	3 módulos
Energia por <i>string</i>	30,72 kWh
Total de módulos do BESS	42 módulos (configuração final)

Fonte: Próprio autor

Concluindo, observa-se que a configuração proposta, composta por 14 *strings* de 3 módulos cada, permite atender integralmente à energia necessária para o despacho do BESS, respeitando os limites de profundidade de descarga (DoD utilizável de 70%, adotado neste dimensionamento) e garantindo a tensão adequada no barramento cc. A organização desse BESS, dividido em múltiplas *strings* com seus respectivos inversores, também favorece a modularidade e a facilidade de manutenção do sistema.

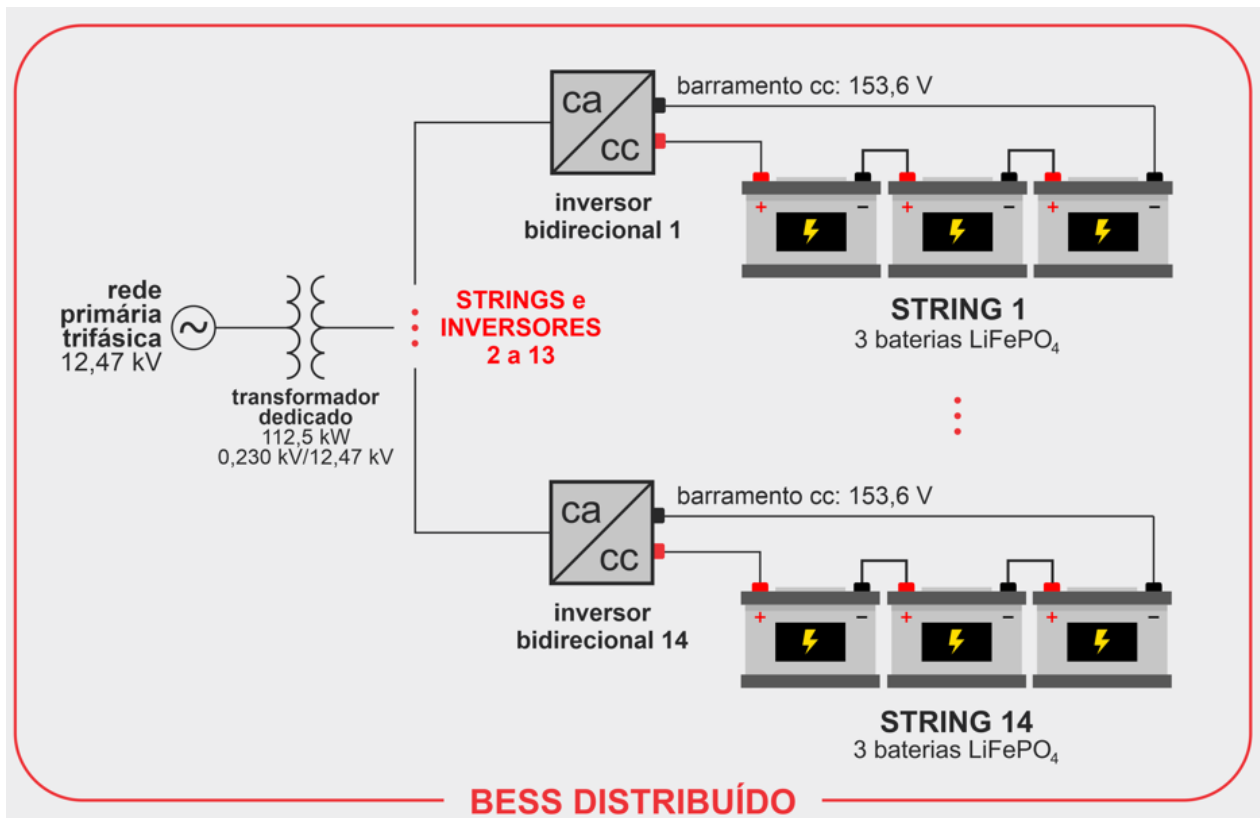


Figura 43 – Esquema de conexão dos módulos das baterias que formam o BESS.

Fonte: Próprio autor.

5.1.2 Dimensionamento do Inversor Bidirecional

Com o intuito de finalizar o dimensionamento completo do BESS, faz-se necessário mensurar os parâmetros do inversor bidirecional que faz a conexão do BESS (barramento cc) ao transformador dedicado (barramento ca). Assim, recapitulando algumas grandezas, como desejas-se que 75 kW seja despachado pelo BESS – diante da premissa que o nível de tensão no barramento cc vale 153,6 V_{CC} – e sabendo que a tensão ca equivale a 0,230 kV (V_{LL} : linha-linha), agora é preciso

determinar o valor da corrente no lado ca (I_{CA}). Para isso, considerando a eficiência do inversor, $\eta = 0,97$, a potência (P_{string}) passa a ser, conforme a equação (5.14):

$$P'_{string} = 0,97 (7,68 \text{ kW}) \approx 7,45 \text{ kW} \quad (5.14)$$

Assim, de acordo TER-GAZARIAN (2011), pela equação (5.15) é possível calcular:

$$I_{CA} = \frac{P'_{string}}{\sqrt{3} (V_{LL})} = \frac{7,45 \text{ kW}}{\sqrt{3} (0,230 \text{ kV})} = 18,7 \text{ A} \quad (5.15)$$

De acordo com (TER-GAZARIAN (2011), para determinar a amplitude da corrente no lado cc (I_{CC}), ou seja, nos armazenadores de energia, utiliza-se agora a tensão no barramento cc (V_{CC}) conforme mostra a equação (5.16):

$$I_{CC} = \frac{P_{string}}{V_{CC}} = \frac{7,68 \text{ kW}}{153,6 \text{ V}_{CC}} = 50 \text{ A} \quad (5.16)$$

Diante de todos os cálculos evidenciados, já é possível definir a especificação do inversor bidirecional a ser integrado na interface BESS e rede elétrica de distribuição. A Tabela 13 evidencia os dados do dimensionamento do inversor deste estudo.

Tabela 13 – Resultado do dimensionamento do inversor bidirecional

Parâmetro	Valor
Potência nominal de cada <i>string</i>	7,68 kW
Tensão cc nominal de entrada	153,6 V_{CC}
Corrente cc nominal de entrada	50 A
Tensão ca de saída	230 V_{CA} trifásico
Corrente ca nominal de saída	18,7 A
Função do inversor	Bidirecional (carregar e despachar)

Fonte: Próprio autor.

Assim, como mencionado na seção anterior e agora confirmado pelos dados da Tabela 13, o inversor bidirecional trifásico escolhido é o modelo AF36K-TH do fabricante Afore, mostrado na Figura 44.

Three Phase Hybrid Storage Inverter 36-50 kW



Figura 44 – Modelo do inversor bidirecional trifásico AF36K-TH, do fabricante Afore.

Fonte: (AFORE ENERGY, 2024).

Segundo ANDRADE (2016), apesar do detalhamento trazido pela Tabela 13, é preciso ressaltar que, para conexão eficiente e segura desse inversor bidirecional, também é necessário garantir:

- Implementação de comunicação com o Sistema de Gerenciamento de Energia EMS (do inglês: *Energy Management System*). Alguns desses EMS, conhecidos na literatura e área técnica são: *CANbus (Controller Area Network)*, um protocolo muito utilizado em automação e sistemas críticos (automóveis, baterias, inversores); e *Modbus* (protocolo de barramento modular), muito utilizado em automação e sistemas elétricos e com fácil integração junto a sistemas supervisórios. Em suma, o EMS é quem coordena todo o funcionamento do BESS, garantindo que ele opere de forma inteligente, eficiente e segura.
- Proteções contra sobrecorrente, sobretensão, subtensão, anti-ilhamento etc.
- Alta eficiência para operação com sistemas de armazenamento de energia. Isso porque, ao contrário de outras aplicações, onde níveis de perdas podem ser toleradas, nos BESS o impacto destas dissipações indesejáveis de energia é muito mais crítico. Afinal: cada kWh armazenado possui um alto custo para ser carregado; cada kWh despachado impacta diretamente no retorno financeiro do investimento e na eficiência da operação do sistema; a

presença de perdas internas no inversor, significa redução da energia útil real disponível para despacho.

5.2 Local da Instalação

A instalação dos sistemas BESS dimensionados neste estudo foi concebida com foco em três pilares principais: eficiência operacional; facilidade de acesso para manutenção; e efetividade técnica na mitigação dos impactos da geração distribuída FV no circuito IEEE 8500. Para atender a essas premissas, optou-se pela distribuição dos armazenadores de energia diretamente sobre postes do SDEE, estrategicamente posicionados ao longo do alimentador em análise.

Como visto na seção anterior, cada BESS projetado é composto por 42 módulos de baterias, organizados em 14 *strings*, cada uma com 3 módulos conectados em série. Para viabilizar sua instalação de forma prática e modular, a proposta adotada consiste em alocar cada uma dessas *strings* em um poste distinto e adjacente, totalizando 14 postes dedicados para o armazenamento energético distribuído, além de mais 1 poste para alocar o transformador dedicado do BESS. Essa solução evita concentração excessiva de peso em um único ponto e favorece o balanceamento da infraestrutura. A Figura 45 mostra um esquema básico para ilustrar como os BESS em análise podem ser alocados em postes do SDEE.

A viabilidade técnica da instalação dos BESS em postes do SDEE é corroborada pelas diretrizes estabelecidas nas normas ABNT NBR 8451-1:2020 e ABNT NBR 8451-2:2020 (ABNT, 2020), que especificam os requisitos para postes de concreto, armado e protendido, destinados a redes de distribuição e transmissão de energia elétrica. Estas normas estabelecem critérios para a fabricação, ensaios mecânicos, capacidade de carga dos postes e padronização das dimensões – assegurando que estruturas adequadas sejam utilizadas para suportar os equipamentos necessários.

Além disso, a norma ABNT NBR 6120:1980 (ABNT, 1980) fornece orientações sobre as cargas que devem ser consideradas no projeto de estruturas de edificações, incluindo cargas permanentes e variáveis. Ao aplicar essas diretrizes ao projeto dos postes que suportarão os BESS, é possível garantir que as estruturas atendam aos requisitos de segurança e desempenho exigidos. Ou seja, a carga prevista para cada *string* do BESS dimensionado anteriormente, mostra-se compatível com a capacidade de suporte das estruturas disponíveis. Assim, a solução proposta alia

segurança, praticidade e eficiência técnico-operacional, consolidando-se como uma estratégia adequada para a implementação distribuída dos armazenadores de energia no sistema em estudo.

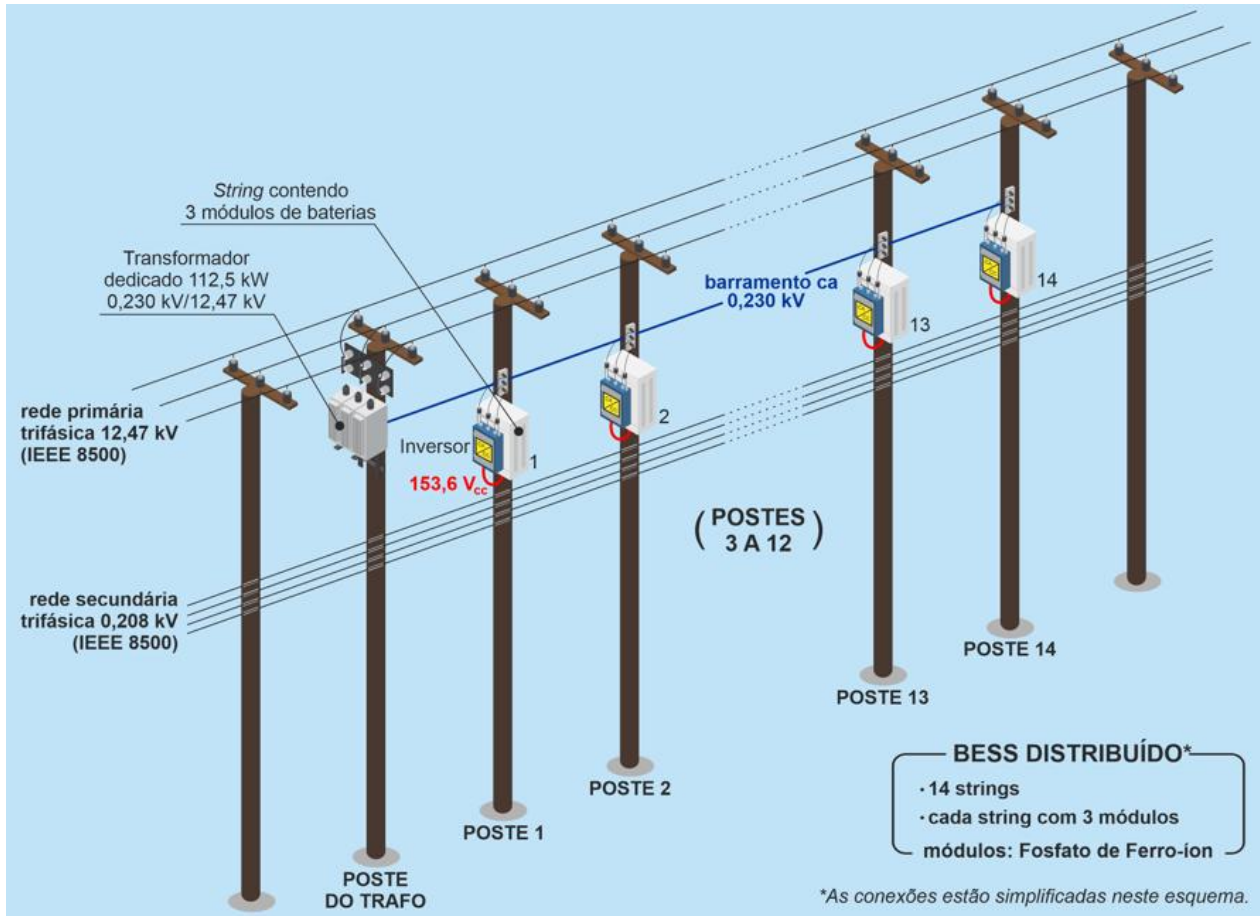


Figura 45 – Esquema ilustrando a instalação do BESS no SDEE IEEE 8500.

Fonte: Próprio autor.

Recapitulando e tomando como base os pesos brutos da *string* e seu respectivo inversor, tal aparato caracteriza uma carga de 361 kg alocados por poste do SDEE. Assim, de acordo com as normas supracitadas, um poste, com especificações técnicas adequadas, suporta essa carga com folga, especialmente se for de concreto protendido e se a carga for do tipo vertical e bem distribuída. Em termos de volume, o aparato módulos e inversor configura, aproximadamente, 0,69 m³.

A escolha por utilizar postes como estrutura de suporte para os armazenadores de energia oferece diversas vantagens frente à instalação convencional em *containers* ou em áreas dedicadas em solo. Primeiramente, o uso da infraestrutura aérea existente facilita significativamente o acesso

da concessionária para a realização de inspeções, manutenções e eventuais intervenções técnicas, otimizando o tempo e os custos operacionais (E-REDES, 2018).

Também é preciso ressaltar que além da divisão dos módulos de baterias em múltiplos postes (medida adotada para distribuir a carga e respeitar os limites estruturais conforme estabelecido nas normas técnicas brasileiras), é importante mencionar que os equipamentos envolvidos (módulos de baterias de íon-lítio e os inversores bidirecionais), demandam proteção mínima contra intempéries. Isso se deve, principalmente, aos seus índices de proteção (IP), que indicam a necessidade de invólucros adequados para garantir o funcionamento seguro em ambientes externos. Nesse sentido, pode ser necessário prever soluções com ventilação forçada ou natural, a fim de evitar o superaquecimento dos componentes. Ainda que este aspecto não seja aprofundado neste trabalho, ele representa um ponto técnico relevante a ser considerado na etapa de implantação física desses sistemas em campo.

Soma-se a isso, o fato de tais equipamentos operarem com energia em cc em níveis relativamente elevados em espaços públicos. Sendo assim, esse tipo de aparato exposto exige cuidados adicionais quanto à segurança de indivíduos. Pois ainda que os dispositivos estejam alocados em alturas consideráveis (topo de postes do SDEE) sua instalação em ambientes urbanos demanda soluções construtivas que evitem qualquer possibilidade de contato acidental ou risco de acidentes.

Contudo, em síntese, a alocação dos BESS Distribuídos ao longo do alimentador confere à solução adotada não apenas viabilidade estrutural e facilidade operacional, como também efetividade técnica. Ao absorver localmente os excedentes de geração e atuar em pontos estratégicos do circuito, os armazenadores contribuem decisivamente para o controle dos perfis de tensão e para a redução dos fluxos reversos em direção à subestação, otimizando assim, a operação e a confiabilidade do SDEE.

Contudo, apesar das vantagens apresentadas, a instalação de BESS distribuídos em postes também apresenta algumas desvantagens que merecem atenção. Primeiramente, a exposição física dos equipamentos em áreas públicas pode aumentar a vulnerabilidade a atos de vandalismo ou furto, exigindo medidas adicionais de proteção, como invólucros reforçados, monitoramento por câmeras ou alarmes e protocolos de segurança da concessionária. Outra questão relevante refere-se à operação e manutenção dos sistemas quando uma parte do banco de baterias apresenta falhas.

Diferentemente de sistemas centralizados em *containers*, onde a manutenção pode ser concentrada, nos BESS distribuídos é necessário planejar estratégias de diagnóstico remoto, seccionamento individual das *strings* e substituição modular, de forma a minimizar interrupções e permitir que as unidades restantes continuem operando normalmente. Com isso, assegura-se a continuidade da função de controle de tensão e mitigação de fluxos reversos no SDEE.

5.3 Modelagem do BESS no OpenDSS

Após o dimensionamento eletrotécnico dos sistemas de armazenamento e a definição do local de instalação dos BESS junto ao SDEE, faz-se necessário representar computacionalmente tais dispositivos para fins de análise e simulação no ambiente OpenDSS. O objetivo desta etapa é garantir que o comportamento dinâmico e as características elétricas dos armazenadores de energia sejam adequadamente refletidos nos ensaios que visam avaliar o impacto da operação dos BESS para mitigar intercorrências operacionais no alimentador IEEE 8500 por conta da penetração massiva de GDFV.

5.3.1 Estratégia de Modelagem: o Elemento *Storage*

No OpenDSS, os BESS podem ser modelados por meio do elemento *Storage*, desenvolvido especificamente para representar dispositivos de armazenamento de energia elétrica. Este elemento permite simular as operações de carga, descarga e o estado de carga (SoC) da unidade, além de possibilitar a configuração de diversos parâmetros que definem seu comportamento durante a operação.

Antes de iniciar a modelagem, é importante ressaltar que apesar da disposição física distribuída das 14 *strings* de baterias (alocadas em 14 postes adjacentes), optou-se por representá-las como uma única unidade *Storage* no OpenDSS. Tal escolha simplifica a representação computacional e é plenamente justificável visto que, do ponto de vista elétrico, as *strings* estão conectadas em paralelo e funcionam como um sistema único de armazenamento e despacho de energia. Assim, a modelagem agregada permite avaliar de forma prática e eficiente o impacto

global da operação dos BESS na rede de distribuição, sem a necessidade de detalhar a atuação individual de cada *string*.

Contudo, é importante destacar que embora a modelagem agregada do BESS no OpenDSS simplifique a representação computacional do sistema, a operação real de um sistema de armazenamento de energia envolve uma série de variáveis e estratégias de controle dinâmicas. Entre elas, como já mencionado algumas vezes neste estudo, destaca-se o gerenciamento do SoC das baterias, processo fundamental para definir os momentos ideais para carga e descarga do BESS. Esse gerenciamento é realizado por sistemas de controle dedicados, que monitoram constantemente variáveis como o SoC, a demanda da rede, a geração FV local e os limites operacionais do sistema (FERNANDES, 2021; KANG et al., 2022).

No entanto, cumpre esclarecer que tais aspectos operacionais mais detalhados não são objeto de aprofundamento neste estudo. Isso porque o foco principal desta pesquisa é avaliar a aplicação técnica dos armazenadores de energia como solução para mitigar intercorrências técnicas observadas no alimentador IEEE 8500 em função da elevada penetração de GDFV. Dessa forma, o modelo adotado busca representar apenas os efeitos elétricos mais relevantes da atuação dos armazenadores de energia sobre o perfil de tensão e o fluxo de potência no circuito, sem considerar dinâmicas internas de controle, degradação das baterias ou estratégias específicas de operação em tempo real.

5.3.2 Parâmetros de Modelagem do Elemento *Storage*

Para garantir que o modelo *Storage* represente fielmente as características do BESS dimensionado anteriormente, foram adotados os seguintes parâmetros no OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO, 2020):

- Nível de tensão (kV): tensão nominal da unidade *Storage* (barramento de tensão entre o inversor da *string* e o transformador dedicado), definida como 0,230 kV (trifásico linha-linha);
- Nível *kWRated*: potência nominal do BESS, estipulada em 75 kW;

- Quantidade *kWhRated*: energia inicial armazenada na unidade BESS no início da simulação. Poderá ser configurada conforme o objetivo do estudo, adotando, por exemplo, 70% do valor nominal para representar a operação dentro da faixa recomendada de DoD; previamente estabelecida pela equação (5.4) em 428,57 kWh;
- *kWhStored*: refere-se à energia disponível nas baterias quando a simulação começa. Além disso, deve ser menor ou igual ao *kWhRated*, que é a capacidade máxima total de armazenamento do BESS;
- Taxas *%EffCharge* e *%EffDischarge*: eficiência de carga e descarga do sistema, podendo ser fixadas conforme dados do fabricante ou valores típicos para baterias LiFePO₄ (em torno de 95% a 98%);
- Indicador *State*: Define o estado inicial do BESS (*charging*, *discharging* ou *idling*);
- Valores *DischargeTrigger* e *ChargeTrigger*: parâmetros para estabelecer os limites de tensão que determinam quando a unidade deverá iniciar a descarga ou carga. Esses valores podem ser ajustados para controlar a atuação dos BESS nas horas de alta geração FV e nas horas de pico de demanda.

Contudo, estes últimos parâmetros listados (*DischargeTrigger* e *ChargeTrigger*), caracterizam um modo de operação do BESS onde as baterias começam a carregar ou descarregar automaticamente, conforme a tensão do sistema. Mas essa não é uma estratégia adequada quando o objetivo é despachar energia em horários específicos. Ou seja, quando o BESS atua como um serviço ancilar, programado para dar suporte à rede convencional de energia nos horários de pico demanda.

Assim, para este estudo, será adotado o modo baseado em perfil de carga ou despachos programados (*schedule*/perfil de carga). Nessa estratégia, o BESS não age automaticamente norteado pelos níveis de tensão, mas sim carregando as baterias quando há excedente de geração (exemplo: das 10h às 14h) e descarregando a energia armazenada em horários programados de pico de demanda (exemplo: das 17h às 21h). Para isso, o processo de carga e descarga dos BESS pode ser modelado no OpenDSS por um *Loadshape*.

A seguir é mostrado a implementação do processo de carga (10h às 14h) e descarga (17h às 21h) para o BESS via *Loadshape*. Nesse sentido, busca-se modelar o período de 1 dia através de 24 pontos e intervalos de 1 hora (simulação diária) por meio de um vetor *mult*, onde o primeiro ponto corresponde ao horário da meia-noite e o último, a indicação de 23h.

New LoadShape.storageCurveExemplo npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1
~ -1 -1 -1 -1 0 0 .7 .95 1 .95 .7 0 0]

É importante ressaltar que nesse perfil de operação programado via *LoadShape*, os valores atribuídos à multiplicação (*mult*) determinam o comportamento e a intensidade de atuação do BESS ao longo das 24 horas do dia. Segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), o valor 0 indica que o sistema se encontra em modo de espera (*standby*), sem realizar operações de carga ou descarga. Valores negativos, como - 1 ou outros intermediários (por exemplo, - 0,5), indicam que o BESS está em modo de carregamento, ou seja, absorvendo energia da rede para recompor seu estado de carga SoC. Quanto mais próximo de - 1, maior será a taxa de carregamento, representando a operação próxima à potência máxima de carga do BESS. Por exemplo, um valor de - 0,5 corresponde a um carregamento com aproximadamente 50% da potência nominal do sistema.

Por outro lado, valores positivos, como 0,95 ou 1, indicam que o BESS está em modo de descarga, injetando energia na rede elétrica para atender às demandas do sistema, especialmente em horários de pico. Assim como na carga, valores próximos de 1 representam operação em potência máxima de descarga, enquanto valores intermediários (por exemplo, 0,45) significam que o BESS está injetando energia de forma parcial, com aproximadamente 45% da sua capacidade nominal de descarga (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

Nesse sentido, o gráfico trazido pela Figura 46, ilustra o comportamento para o exemplo de despacho programado ao longo de 1 dia, modelado pelo *LoadShape.storageCurveExemplo* supracitado.

Assim, a Figura 46 apresenta um ciclo diário de operação do BESS, evidenciando os períodos nos quais o sistema permanece: em espera (*State Idling*); realiza a carga; e efetua a descarga de energia – conforme programado via *LoadShape* implementado no OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO, 2020). Nota-se que a curva em modo de descarga (das 17h às 21h) possui um formato mais suave do que a curva em modo de carga. Esse fato é decorrente da

modelagem estipulada pela declaração do *LoadShape.storageCurveExemplo* supracitado. Ou seja, um critério arbitrário de projeto que considera, para injeção de energia no sistema, os índices: 0,7 às 17h; 0,95 às 18h; 1 às 19h; 0,95 às 20h; e 0,7 às 21h.

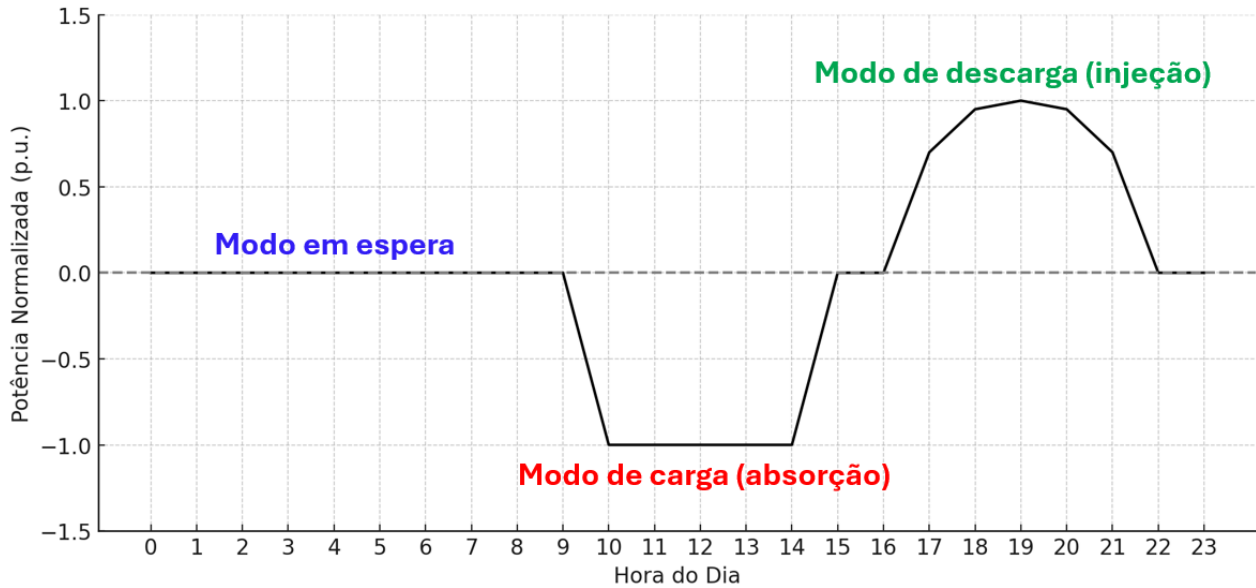


Figura 46 – Exemplo de modo de carga/descarga do BESS, baseado em despacho programado.

Fonte: Próprio autor.

Por fim, concluída a definição do perfil de operação, faz-se necessário integrar todas estas informações para modelar o BESS junto ao OpenDSS, consolidando todos os parâmetros listados junto ao ambiente de simulação.

Nesse sentido, de acordo com DUGAN; MONTENEGRO (2020), o comando *New Storage* é utilizado para declarar o dispositivo de armazenamento no ambiente de simulação, devendo conter informações que descrevem suas características elétricas e operacionais, tais como tensão nominal, potência, capacidade de armazenamento, eficiência, estado inicial e, principalmente, o perfil de operação diário previamente definido pelo *LoadShape*.

A seguir, apresenta-se as linhas de código que declaram o BESS no OpenDSS. Com base nos parâmetros estabelecidos para este estudo e vinculando o perfil de operação representado pelo *LoadShape* anteriormente discutido, tem-se:

```
New LoadShape.storageCurveExemplo npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1
~-1 -1 -1 -1 0 0 .7 .95 1 .95 .7 0 0]
```

New Storage.BESS_Estudo Phases=3 Bus1=POSTE_BESS_Estudo kV=0.230
~ kWRated=75 kWhRated=428.57 kWhStored=0 %EffCharge=95 %EffDischarge=95
~ State=Idling Yearly=storageCurveExemplo

No exemplo apresentado, cada linha do comando de criação do *Storage* no OpenDSS, cumpre uma função específica. Essa descrição detalhada, é fundamental para a correta representação do BESS nas simulações. Dessa forma, os parâmetros anteriormente listados no início desta seção, no contexto do projeto, são definidos como:

- *Phases = 3*: define que o armazenamento de energia está conectado em um sistema trifásico, compatível com a rede de distribuição modelada (IEEE 8500);
- *Bus1=POSTE_BESS_Estudo*: indica o nó ou barra da rede onde o BESS está fisicamente conectado. No caso desta análise, por enquanto demonstrativa, trata-se de uma barra hipotética, representativa do poste que recebe a *string* de baterias e o inversor bidirecional. A barra definitiva será determinada posteriormente;
- *kWRated=75*: define a potência nominal total do BESS, estabelecendo o limite máximo para a operação de descarga e carga do sistema;
- *kWhRated=428.57*: capacidade total de armazenamento do sistema de baterias, calculada com base no dimensionamento previamente apresentado;
- *kWhStored=0*: como a primeira operação diária na simulação será o carregamento dos módulos de bateria, inicia-se esse parâmetro com 0. Contudo, como visto na equação (5.2), esse valor refere-se à energia útil necessária do BESS (300 kWh) para operações de carga e descarga do armazenador;
- *%EffCharge=95* e *%EffDischarge=95*: eficiências de carga e descarga definidas para o sistema, conforme valores típicos para baterias de íon-lítio (LiFePO₄);
- *State=Idling*: indica que o BESS inicia a simulação em modo de espera (sem carregar ou descarregar) até que o perfil do *LoadShape* determine sua operação;

- *Yearly=storageCurveExemplo*: vincula o perfil de operação do BESS definido anteriormente por meio do *LoadShape*, que determina os períodos de carga e descarga ao longo do dia, simulando o comportamento programado para o sistema.

Dessa forma, com a definição de todos os parâmetros técnicos e a integração do perfil de operação programado por meio do *LoadShape*, o modelo do elemento *Storage* no OpenDSS encontra-se devidamente configurado para representar a atuação dos BESS no sistema IEEE 8500.

É preciso ressaltar que no contexto da simulação no IEEE 8500, cada unidade BESS será associada à barra (*bus*) correspondente ao local definido para sua instalação junto ao alimentador. Isso garantirá que a atuação de cada armazenador distribuído seja avaliada de forma condizente com sua real posição no sistema de distribuição.

Inclusive, essa abordagem possibilitará, nas etapas seguintes deste trabalho, analisar de forma criteriosa, diferentes cenários de alocação dos armazenadores. Essa busca otimizada, tem como objetivo identificar as posições mais adequadas para sua instalação, visando à maximização dos benefícios operacionais para a rede elétrica e a minimização de unidades BESS junto ao SDEE.

5.4 Quantidade de Armazenadores

Definidas as características técnicas e a modelagem computacional do BESS no OpenDSS, o próximo passo desta análise consiste em estabelecer uma estratégia para alocar esses armazenadores de energia junto ao SDEE.

Considerando que a instalação dos armazenadores será realizada de forma distribuída, torna-se imprescindível definir não apenas a quantidade mínima necessária de BESS, mas também os pontos ideais para sua instalação ao longo do alimentador. A adequada alocação desses módulos de baterias é essencial para garantir que sua atuação seja direcionada às áreas mais críticas do SDEE. Ou seja, onde há maior necessidade de suporte para mitigação de sobretensões e combate a fluxo reverso de potência.

Assim, esta etapa do estudo tem como objetivo propor uma metodologia de otimização para a alocação dos BESS no circuito IEEE 8500. Essa abordagem visa identificar as barras que demandam suporte adicional para, com isso, determinar o posicionamento estratégico dos BESS

de modo a maximizar sua efetividade. Da mesma forma, simultaneamente, deseja-se minimizar o número de armazenadores instalados ao longo do alimentador a fim de reduzir custos de projeto.

Para alcançar este propósito, será realizada uma análise iterativa no ambiente OpenDSS, automatizada por meio da linguagem Python e suportada pelo algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas – PSO (do inglês, *Particle Swarm Optimization*). Durante o processo – diante de um cenário em que a capacidade de hospedagem (por sobretensão ou sobrecarga) de GDFV for sendo infringida – diferentes cenários serão simulados com a inserção gradual dos BESS em barras selecionadas com base em critérios técnicos, como o perfil de tensão, capacidade das linhas e fluxo de potência. Ao final da análise, espera-se definir não apenas a localização ideal para cada BESS, mas também a quantidade mínima necessária de unidades armazenadoras. Com isso, espera-se assegurar o atendimento pleno dos limites operacionais do SDEE, especialmente em cenários com elevada penetração de GDFV.

5.5 Metodologia de Otimização dos BESS

Para implementar a metodologia de otimização por PSO, proposta neste trabalho, é necessário definir uma função objetivo que reflita simultaneamente a busca pela eficiência econômica e pela manutenção dos requisitos operacionais do SDEE em estudo.

Nesse sentido, a função objetivo adotada combina dois critérios principais:

- minimização do número total de BESS alocados no circuito;
- mitigação de violações dos limites de tensão regulamentares no SDEE.

Para garantir que as tensões permaneçam dentro da faixa operacional desejada (entre 0,95 pu e 1,05 pu) (ANEEL, 2022), penalizações são aplicadas sempre que os valores simulados ultrapassam tais limites. Assim, a penalidade de tensão é calculada com base na soma dos desvios absolutos das tensões fora da faixa permitida em todas as barras do sistema.

Dessa forma, a função objetivo é definida pela equação (5.16):

$$\text{Minimizar } F = w_1 \cdot N_{BESS} + w_2 \cdot \sum_{i=1}^{N_{barras}} P_i \quad (5.16)$$

Onde:

- F : é o valor da função objetivo a ser minimizado;
- N_{BESS} : é o número total de BESS instalados na solução avaliada;
- w_1 : é o peso atribuído ao número de BESS, refletindo o custo e a complexidade de instalação;
- w_2 : é o peso atribuído às penalidades de violação de tensão, refletindo a prioridade em garantir a operação segura da rede;
- P_i : é a penalidade de tensão para a barra i , calculada como:

$$P_i \begin{cases} V_i - V_{m\acute{a}x}, se V_i > V_{m\acute{a}x} \\ V_{m\acute{i}n} - V_i, se V_i < V_{m\acute{i}n} \\ 0, se V_{m\acute{i}n} \leq V_i \leq V_{m\acute{a}x} \end{cases}$$

- V_i : é a tensão simulada na barra i (em pu);
- $V_{m\acute{a}x}$ e $V_{m\acute{i}n}$: são, respectivamente, os limites superior e inferior de tensão permitidos;
- N_{barras} : é o número total de barras do sistema.

Baseado no estudo de THARWAT et al. (2017), esta formulação permite que o PSO busque soluções que, ao mesmo tempo, reduzam o número de BESS alocados e mantenham o sistema operando dentro dos limites técnicos estabelecidos.

É importante esclarecer que os pesos w_1 e w_2 são parâmetros de ponderação que balanceiam a importância relativa entre a economia – representada pela redução no número de BESS implementados – e a qualidade técnica do sistema, expressa pelo atendimento aos limites de tensão aceitáveis. Para o presente estudo, adotou-se $w_1 = 1$ e $w_2 = 100$, de modo que o algoritmo prioriza soluções que garantam o adequado perfil de tensão ao longo do circuito, mesmo que isso implique um número maior de unidades de armazenamento alocadas.

Em suma, na busca por uma solução capaz de definir a quantidade mínima de BESS e os pontos ideais de instalação ao longo do alimentador IEEE 8500, adotou-se a metodologia de otimização heurística baseada no algoritmo de Enxame de Partículas (PSO). Esta abordagem visa, de maneira iterativa e automatizada via integração entre Python e OpenDSS, avaliar diferentes cenários de alocação dos armazenadores, simulando o desempenho do sistema frente às condições operacionais críticas impostas pela elevada penetração de GDFV.

Em termos de esclarecimento, segundo CAI et al. (2019), a otimização heurística é uma abordagem que busca resolver problemas de otimização ditos complexos, onde não se busca necessariamente a solução ótima exata, mas sim uma solução suficientemente boa, dentro de um tempo computacional viável. Sendo assim, ainda que o modelo elétrico da rede permita identificar pontos tecnicamente viáveis para a instalação de BESS, fatores práticos de campo — como limitações estruturais ou restrições físicas locais — dificultam ou impedem essa implementação. Essa imprevisibilidade, somada à alta complexidade do problema, torna inviável a obtenção de uma solução ótima exata. Por esse motivo, este estudo adota uma abordagem baseada em meta-heurística, que busca soluções satisfatórias e de forma eficiente.

A Figura 47 ilustra o funcionamento geral do algoritmo PSO desenvolvido para esta aplicação. O esquema apresentado evidencia o fluxo de ações que integram: a geração e atualização das partículas; a realização das simulações no OpenDSS; e a tomada de decisões com base na função objetivo da equação (5.16) e nos critérios técnicos estabelecidos. Além disso, o diagrama busca representar, de maneira esquemática e didática, como o processo iterativo conduz a busca pela solução ótima. Isso garante uma definição da quantidade mínima de BESS e das localizações ideais para sua alocação no alimentador IEEE 8500.

Conforme ilustrado na Figura 47, e de acordo com as diretrizes do estudo de THARWAT et al. (2017), o algoritmo PSO inicia com a geração da população inicial. Essa ação descreve o processo em que cada partícula representa uma combinação distinta de barras do IEEE 8500, candidatas para a instalação dos BESS. Em seguida, cada configuração proposta é enviada ao OpenDSS para execução da simulação de fluxo de potência, onde é avaliado o impacto da alocação dos armazenadores sobre o comportamento do sistema elétrico.

Após a execução da simulação de fluxo de potência, o PSO extrai do OpenDSS os resultados (notadamente o perfil de tensões e os fluxos de potência) permitindo que seja realizada a avaliação da função objetivo. Neste ponto, são verificadas tanto a quantidade de BESS utilizadas na solução, quanto eventuais violações aos limites de tensão, sendo estas, penalizadas conforme os critérios estabelecidos para o estudo.

Caso as tensões simuladas não estejam dentro dos limites aceitáveis, a solução corrente é penalizada e as partículas são atualizadas por meio do mecanismo de ajuste de posição e

velocidade, típico do PSO. Com as partículas atualizadas, uma nova configuração é definida e o ciclo retorna à etapa de simulação no OpenDSS.

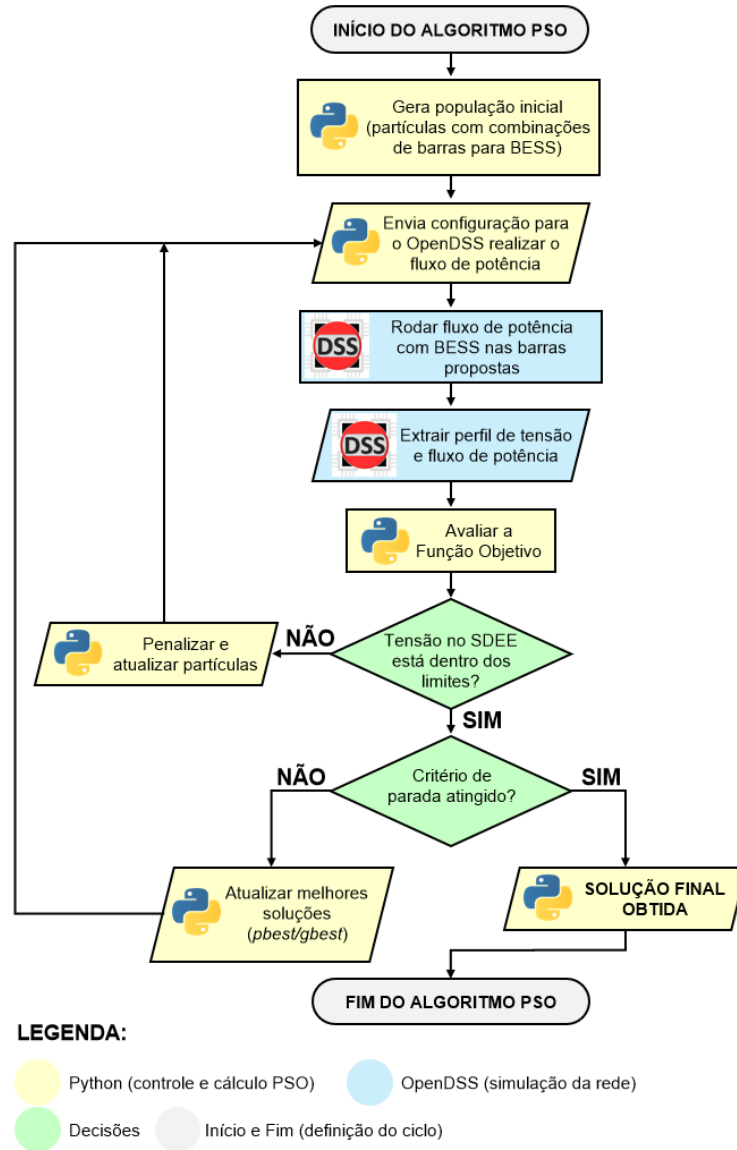


Figura 47 – Fluxograma do algoritmo PSO.

Fonte: Próprio autor.

Entretanto, se as tensões estiverem dentro dos limites operacionais, o algoritmo avalia se o critério de parada foi atingido. Isso pode ocorrer com base no número máximo de iterações ou na estabilidade da melhor solução encontrada, comumente chamada na literatura como *gbest* – *global best* (do inglês, melhor posição global). Caso este critério ainda não tenha sido satisfeito, o processo prossegue com a atualização das partículas e nova rodada de simulação.

É importante salientar que, durante as iterações do PSO, cada partícula busca se aproximar tanto do *gbest* quanto de sua *pbest* – *personal best* (do inglês, melhor posição individual). Entretanto, na finalização do algoritmo (quando o critério de parada é atingido), a solução final que interessa é o *gbest*. Isso porque esta é a melhor solução global que o algoritmo encontrou até aquele momento, sendo registrada como a solução ótima do problema. Em suma, o *pbest* é importante durante as iterações, pois ajuda cada partícula a explorar boas posições individuais. Mas ao final, é o *gbest* que importa para o resultado da otimização (THARWAT et al., 2017).

Por fim, uma vez que o critério de parada é atendido, o algoritmo PSO é finalizado e a solução final é determinada, estabelecendo a configuração considerada ótima para o problema. Assim, são definidos tanto a quantidade mínima de BESS quanto os pontos ideais de alocação ao longo do alimentador IEEE 8500.

5.6 Conclusões

Neste capítulo, foram estabelecidas as bases técnicas e metodológicas para a implementação dos sistemas BESS como solução para mitigar as intercorrências operacionais observadas no alimentador IEEE 8500, especialmente diante da elevada penetração de GDFV.

Inicialmente, definiu-se a tecnologia de baterias a ser utilizada, optando-se pelos módulos de íons de lítio do tipo LiFePO₄. As características estruturais dessas células eletroquímicas, demonstraram-se adequadas para a aplicação em ambientes com restrições de espaço, como postes do sistema de distribuição. Em seguida, foram apresentadas as etapas para a formação do BESS, detalhando-se a configuração série-paralelo dos módulos e a definição do barramento cc, de modo a garantir tanto a tensão ideal para o funcionamento dos inversores bidirecionais, quanto a energia total necessária para atender aos objetivos operacionais definidos.

Posteriormente, abordou-se a proposta de instalação dos BESS ao longo do alimentador, utilizando-se a infraestrutura existente de postes. Esta apresenta-se como uma solução prática e eficiente para a implementação do sistema de armazenamento distribuído. Pois confere flexibilidade, facilita a manutenção e garante que os BESS atuem diretamente nos pontos mais críticos da rede.

Adicionalmente, foram definidos os critérios e parâmetros para a modelagem dos BESS no ambiente de simulação OpenDSS, incluindo a adoção do perfil de operação baseado em *LoadShape* para simular os ciclos diários de carga e descarga.

Por fim, introduziu-se a metodologia de otimização, com a formulação da função objetivo e a aplicação do algoritmo de Enxame de Partículas (PSO), visando identificar, de forma automatizada e iterativa, as melhores posições para alocação dos BESS e a quantidade mínima necessária para garantir a operação segura do sistema via meta-heurística.

Dando prosseguimento a este estudo, no próximo capítulo serão apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir das simulações realizadas com a metodologia proposta. A análise buscará quantificar a capacidade de hospedagem do circuito IEEE 8500 para a GDFV com e sem a presença dos BESS, avaliando o impacto da solução adotada nos perfis de tensão, nos fluxos de potência e na elevação dos níveis de integração segura da GDFV (*hosting capacity*).

Capítulo 6

Resultados e Discussões

Com base na metodologia exposta nas seções anteriores, neste capítulo são apresentados os resultados e discussões deste estudo. Os cenários propostos na metodologia são simulados no OpenDSS. Pareado a isso, todas as grandezas elétricas de interesse, são amostradas e tratadas via linguagem Python (biblioteca *Matplotlib*).

6.1 Considerações importantes

Antes de expor e debater os resultados deste trabalho, é preciso destacar que embora o sistema modelado e simulado corresponda integralmente ao circuito IEEE 8500, com suas características topológicas e elétricas originais, o perfil de carregamento diário das cargas foi adaptado via novo *LoadShape*. Assim, foi possível simular o comportamento típico de alimentadores de energia da região Sudeste do Brasil. Além disso, essa adaptação teve como finalidade garantir maior aderência do estudo às condições reais observadas no país. Contudo, sem alterar as potências nominais e totais originalmente definidas no modelo. Assim, o circuito IEEE 8500 mantém sua configuração e limites característicos, enquanto as simulações incorporam perfis e horários de demanda condizentes com a realidade brasileira.

Com relação aos reguladores de tensão, nas simulações realizadas no software OpenDSS com base no circuito IEEE 8500, todos os controles automáticos de regulação de tensão foram propositalmente desativados. Essa medida teve como objetivo permitir uma análise mais precisa dos impactos técnicos decorrentes da inserção da GDFV, sem interferência de mecanismos compensatórios presentes no próprio circuito. Dessa forma, foi possível observar de forma mais clara, os efeitos diretos da GDFV sobre os níveis de tensão ao longo do alimentador.

Por fim, ainda é preciso esclarecer que potência total instalada do circuito IEEE 8500 é de aproximadamente 11,01 MW (considerando 100% do carregamento das cargas definidas no modelo). No entanto, como mencionado anteriormente, as simulações deste trabalho foram realizadas com um perfil reduzido de carga, o que resulta em uma demanda máxima observada em torno de 7,7 MW no cenário base (sem adição de GDFV e BESS).

A respeito desse cenário Alimentador Base, vale ressaltar que na seção 4.4, do Capítulo 4 deste estudo, alguns resultados do circuito IEEE 8500 (níveis diários de potência ativa e tensão próximos à subestação) já foram simulados e previamente discutidos. Nesse sentido, este capítulo irá apresentar e discutir:

- Com base na metodologia apresentada na seção 4.7 deste estudo, os níveis de *hosting capacity* de sobretensão e sobrecarga do alimentador IEEE 8500, sem penetração de GDFV.
- Um cenário onde o circuito IEEE 8500 é simulado com penetração de GDFV acima ou no limite de acomodação permitido (de modo a infringir o *hosting capacity* geral do alimentador). Diante disso, foram realizadas medições: da potência ativa e reativa, e dos níveis de tensão em uma barra próxima à subestação. Da mesma forma, também foram aferidas as perdas globais do SDEE.
- Com base na metodologia apresentada na seção 5.5 deste estudo, determinar o número de BESS necessários para mitigar intercorrências no alimentador IEEE 8500, assim como os pontos estratégicos (barras) onde esses armazenadores devem ser alocados ao longo do circuito.
- A avaliação do impacto dos BESS distribuídos sobre os índices de potência ativa, potência reativa, níveis de tensão e perdas globais do alimentador. Assim, com essa análise é possível verificar se os sistemas de armazenamento de energia foram capazes de mitigar as intercorrências anteriormente observadas no SDEE.
- Novos índices de *hosting capacity* por conta da inserção de BESS Distribuídos no alimentador.

6.2 Resultados do *Hosting Capacity* para Sobretensão e Sobrecarga

A partir da aplicação da metodologia descrita na Seção 4.7 deste estudo, foram conduzidas simulações progressivas com incrementos de 5% na penetração de GDFV até a identificação dos limites operacionais do alimentador IEEE 8500. Conforme já apresentado, os critérios para determinação do *hosting capacity* envolveram a verificação simultânea de violações nas grandezas de sobretensão e sobrecarga.

Os resultados obtidos demonstraram que para penetrações de GDFV de até 30%, não foram observadas intercorrências relevantes no circuito. Isso inclusive está em conformidade com as análises realizadas nas seções anteriores. Contudo, a partir de níveis superiores, as simulações revelaram a existência de limitações técnicas significativas, que impuseram o estabelecimento do *hosting capacity* geral do sistema.

A Tabela 14 apresenta os índices de *hosting capacity* de sobretensão e de sobrecarga, encontrados via metodologia aplicada, para a operação do circuito IEEE 8500.

Tabela 14 – *Hosting Capacity* do circuito IEEE 8500

	Inserção de GDFV (MW)	Inserção de GDFV
<i>Hosting capacity</i> por sobretensão	3,08	cerca de 40%
<i>Hosting capacity</i> por sobrecarga	3,85	cerca de 50%
<i>Hosting capacity</i> geral do sistema	3,08	cerca de 40%

Fonte: Próprio autor

Em relação à capacidade de acomodação por sobretensão, observou-se que, ao atingir o patamar de 40% de penetração da GDFV, a tensão em determinadas barras do circuito ultrapassou o limite regulamentar de 1,05 pu. Com isso, foi caracterizada a primeira violação do critério de qualidade da tensão. Essa constatação foi antecipada na análise dos fluxos de potência apresentados na Figura 39, onde já se observava que a operação do circuito com 50% de GDFV resultava em notável sobretensão. Dessa forma, adotou-se como *hosting capacity* por sobretensão o valor de 40%, o qual representa a última condição sem violações.

Em relação à sobrecarga, o alimentador suportou níveis superiores de penetração FV até o patamar de 50%. Isso porque, nesse nível, determinadas linhas do circuito atingiram carregamento superior a 100% de sua capacidade nominal. Assim, sob a ótica da sobrecarga, o *hosting capacity*

técnico seria maior. Entretanto, conforme estabelecido na metodologia adotada, o *hosting capacity* geral do alimentador é definido com base no critério mais restritivo. Portanto, o limite máximo de penetração de GDFV suportado pelo circuito sem que ocorressem violações técnicas foi fixado em 40% da carga, valor determinado pela ocorrência da primeira violação por *hosting capacity* por sobretensão.

De maneira geral, os resultados obtidos evidenciam que, embora o alimentador apresente capacidade significativa de integração de GD, a presença de GDFV em patamares superiores a 40% impõe riscos operacionais consideráveis. Esta constatação reforça a necessidade de adoção de estratégias complementares de mitigação para viabilizar a inserção segura de níveis mais elevados de geração FV. Este fato será abordado na continuidade deste capítulo, com a simulação de um cenário onde será analisado uma condição do circuito IEEE 8500, operando com intercorrências técnicas quando o nível de *hosting capacity* geral é violado.

É importante destacar que, embora o valor absoluto do *hosting capacity* por sobretensão (3,08 MW) possa parecer relativamente modesto, este resultado está em plena consonância com as características do circuito IEEE 8500 e com observações em alimentadores reais de distribuição residencial e comercial. Em redes desta natureza e mesmo porte, limites de penetração de GDFV entre 30% e 50% da carga total são comuns, especialmente quando não se utilizam recursos ativos de controle de tensão, como foi o caso desta simulação (FATIMA et al., 2020). Assim, o valor obtido neste estudo é tecnicamente representativo da realidade operacional de circuitos com características semelhantes.

6.3 Simulação e Análise do Alimentador Operando com Intercorrências Provenientes do Excesso de GDFV

Conforme discutido nas seções anteriores, o circuito IEEE 8500 apresentou um *hosting capacity* geral de 40% para inserção de GDFV. Este valor foi determinado pelo critério de ultrapassagem do limite de 1,05 pu da tensão em determinadas barras. A partir deste patamar, as simulações demonstraram o surgimento de intercorrências relacionadas à qualidade da tensão e, em níveis ainda superiores, sobrecargas em elementos do sistema.

Considerando este contexto e com o intuito de analisar de forma aprofundada as condições operativas do circuito sob um regime crítico, definiu-se como objeto de estudo para este cenário a inserção de 55% de GDFV. Este valor foi escolhido por se situar entre os limites técnicos identificados para sobretensão (40%) e sobrecarga (50%), representando, portanto, uma condição que, embora exceda o *hosting capacity* seguro do sistema, não se configura como uma situação tão extrema.

Dessa forma, a Tabela 15 fornece a potência total (MW) de geração FV e o número de sistemas de 10 kW a serem inseridos no sistema. Lembrando que, as porcentagens de penetrações FV são calculadas com base na demanda total de 11,1 MW.

Tabela 15 – Potência FV instalada no cenário: 55% de penetração de GDFV

Penetração FV	Potência FV total (MW)	Nº de Unidades Geradoras de 10 kW
55%	6,105 MW	611

Fonte: Próprio autor

O objetivo deste cenário de 55% de penetração FV é simular uma situação realista e crítica, na qual a inserção elevada de GDFV compromete a operação do alimentador, gerando violações de tensão e outras intercorrências que demandam a adoção de medidas corretivas. A partir da análise deste regime operacional, serão extraídas as informações necessárias para a definição e aplicação estratégica de sistemas BESS, os quais serão empregados nas seções seguintes deste capítulo como solução para a mitigação dos impactos observados.

6.3.1 Comportamento da Potência Ativa: Cenário de 55% de Penetração FV sem BESS

A Figura 48 apresenta o perfil diário da potência ativa, aferida próxima à entrada da subestação (medidor instalado na barra *m1209814*), para o cenário crítico com 55% de penetração de GDFV. A análise considera o comportamento da potência total circulante no alimentador, bem como sua distribuição entre as fases A, B e C.

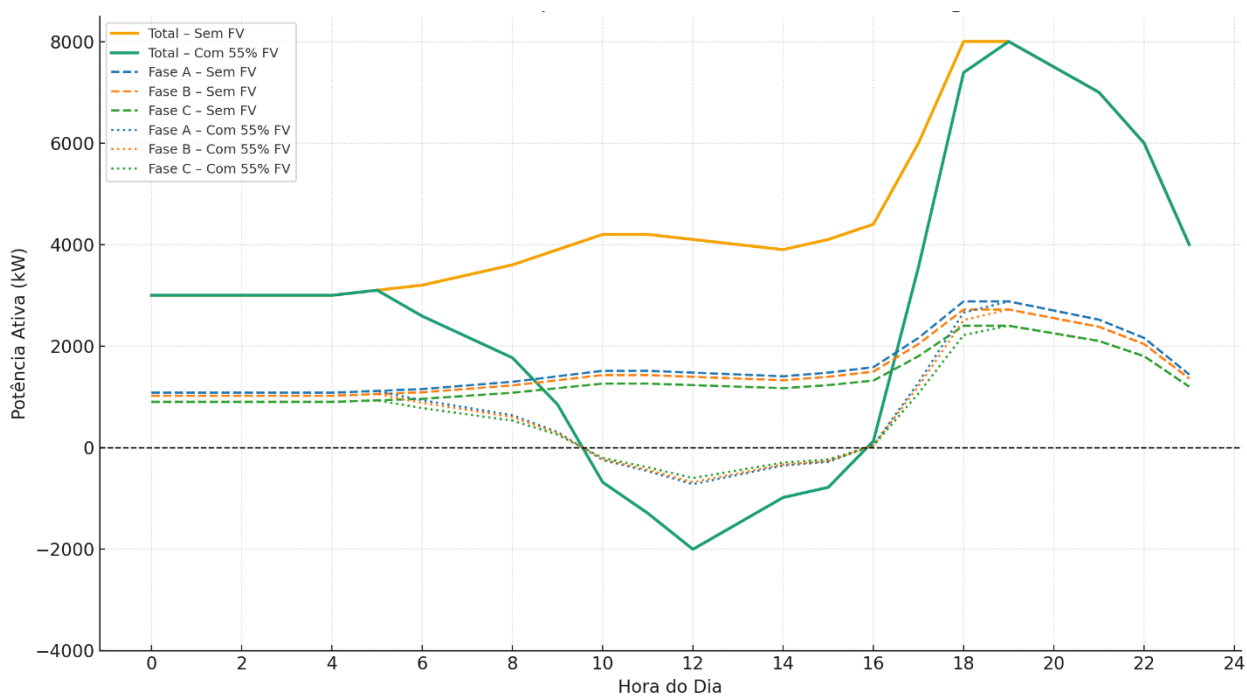


Figura 48 – Potência ativa sem GDFV (por fase e total) e potência ativa com 55% de GDFV (por fase e total) no ponto de medição.

Fonte: Próprio autor.

Adicionalmente, nesta análise, também é apresentada, pela Figura 49, a curva de potência ativa gerada pela GDFV. Essa comparação permite avaliar, de forma detalhada, a interação entre a produção local e a demanda do sistema ao longo do dia.

Analisando as Figuras 47 e 48 e comparando os cenários, sem geração FV (Alimentador Base) e com 55% de penetração de GDFV, observa-se que, no primeiro cenário, a subestação fornece integralmente a demanda ativa da rede, atingindo valores superiores a 8000 kW no período de pico de carga (entre 18h e 19h).

Com a inserção de 55% de GDFV, nota-se uma redução expressiva da potência demandada da subestação (entre 8h e 16h), período correspondente à incidência solar. Essa queda é diretamente relacionada ao perfil de geração FV (curva dos geradores distribuídos), que atinge seu pico por volta do meio-dia. Destaca-se que, entre 10h e 14h, a potência ativa na subestação torna-se negativa, evidenciando a ocorrência de fluxo reverso de potência ativa. Essa situação evidencia uma intercorrência junto à rede, pois o excedente de geração local é exportado de volta para a rede primária.

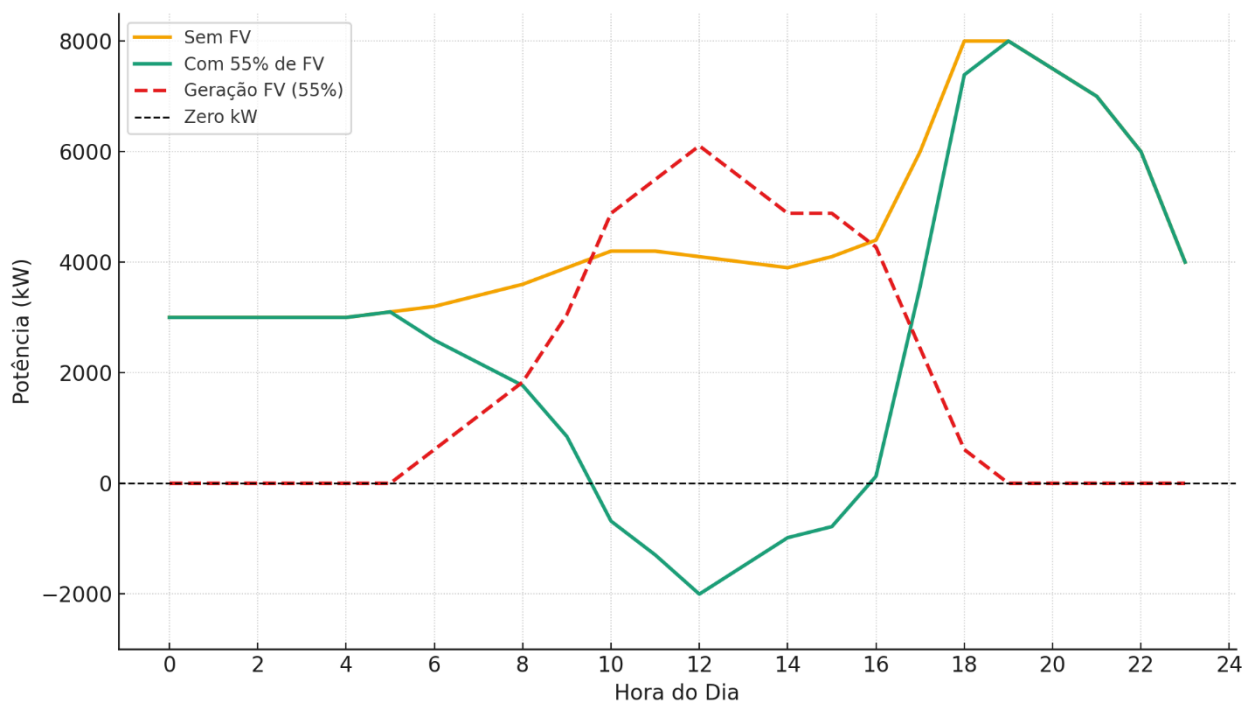


Figura 49 – Potência ativa total sem GDFV, potência ativa total com 55% de GDFV e potência dos geradores FV para o cenário de 55% de GDFV no circuito.

Fonte: Próprio autor.

Além da avaliação global da potência ativa, na Figura 48 foi analisado também o comportamento por fase (A, B e C). Observa-se que no cenário Alimentador Base, as três fases seguem o perfil de carga total, apresentando valores distintos devido ao desequilíbrio de carregamento típico das redes de distribuição. Contudo, para esta análise, foi possível notar que a fase A é a mais carregada. Em seguida, com a introdução da geração FV, esse desbalanceamento se mantém, porém com redução proporcional da potência ativa em todas as fases. Assim, o impacto da penetração de GDFV é mais visível nas fases com maior carregamento, indicando que as fases mais críticas podem atingir os limites operacionais mais rapidamente, sobretudo em termos de tensão e sobrecorrente.

Esse comportamento indica que, com 55% de penetração de GDFV, os limites técnicos de *hosting capacity* por sobretensão e sobrecarga podem ser violados simultaneamente, exigindo o emprego de estratégias complementares, como sistemas BESS Distribuídos. Estes serão analisados na seção 6.4 deste estudo como alternativa para a mitigação dos problemas identificados.

6.3.2 Comportamento da Potência Reativa: Cenário de 55% de Penetração FV sem BESS

A Figura 50 apresenta a evolução da potência reativa total, medida próxima à subestação do circuito IEEE 8500 (medidor instalado na barra *m1209814*) ao longo de 24 horas. Na análise, comparam-se os cenários sem GDFV e com 55% de penetração FV. Para fins de referência e correlação, também é exibida, na Figura 51, a curva de geração ativa dos sistemas FV, proporcional ao perfil diário de irradiação solar. Nesse sentido, em ambos os gráficos, percebe-se que, para o cenário Alimentador Base (sem FV), a potência reativa segue o perfil esperado de redes indutivas, com variação ao longo do dia acompanhando a demanda ativa da carga. Os valores mais elevados ocorrem por volta de 18h às 19h, período de maior carregamento do sistema.

Com a inserção de 55% de GDFV, a curva mantém o mesmo formato, porém apresenta valores significativamente reduzidos (especialmente entre 8h e 18h). Essa redução ocorre porque a menor potência ativa demandada da subestação (causada pela geração FV local) resulta também em menor componente reativa (dado o fator de potência constante das cargas do circuito, modelado em $\text{fp} = 1$).

No comparativo com a curva de potência ativa da geração FV, nota-se o pico de produção ao meio-dia (alcançando cerca de 6000 kW). Tal ocorrência, ajuda a compreender o momento e a intensidade da queda da potência reativa na subestação. Isso porque, como os sistemas FV foram modelados com fator de potência unitário, não há injeção de potência reativa, o que justifica a forma da curva reativa, como um reflexo indireto da potência ativa compensada.

Esse comportamento evidencia que a GDFV, apesar de reduzir a solicitação reativa da subestação, não contribui diretamente para o suporte de tensão. Esse fato pode inclusive intensificar variações de tensão nos horários de máxima produção, caso não haja controle reativo ativo.

No entanto, a partir do final da tarde e início da noite, com a redução da produção FV e a retomada do suprimento ativo diretamente da subestação, a potência reativa volta a se elevar. Esse aumento reflete o crescimento do carregamento ativo do circuito, que por sua vez, exige maior fornecimento de energia reativa para manutenção dos níveis de tensão e operação adequada das cargas.

Por fim, já no período noturno (especialmente após as 20h) verifica-se uma inflexão no perfil da potência reativa. Em consonância com a redução generalizada da demanda do sistema nesse período, a curva reativa volta a decrescer gradualmente, aproximando-se de valores típicos que caracterizam o regime noturno de operação do alimentador. Tal comportamento reforça a consistência dos resultados obtidos e a aderência do modelo às condições reais observadas em SDEE com alta penetração de GDFV (FATIMA et al., 2020).

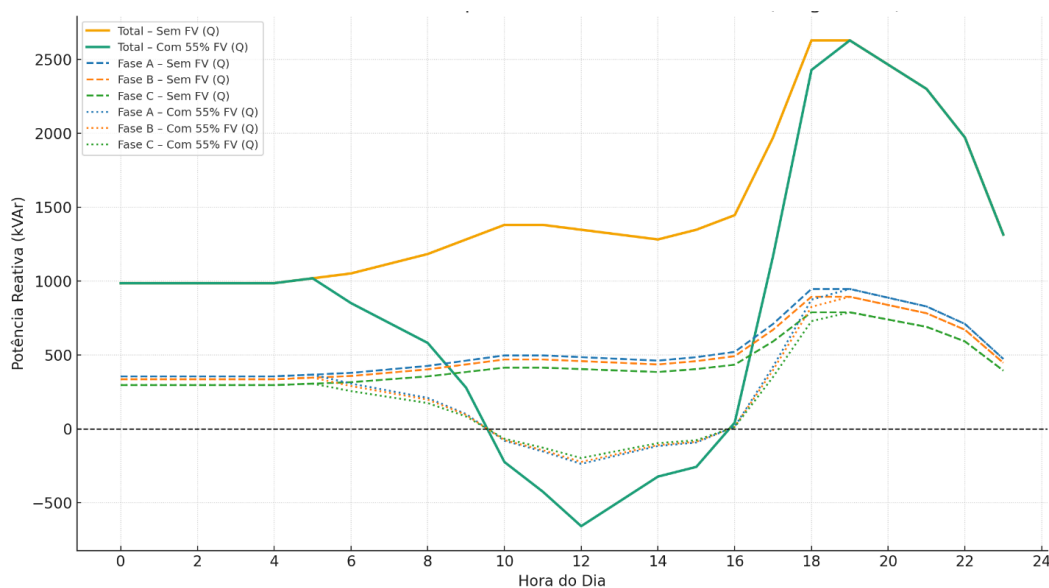


Figura 50 – Potência reativa sem GDFV (por fase e total) e potência reativa com 55% de GDFV (por fase e total) no ponto de medição. Fonte: Próprio autor.

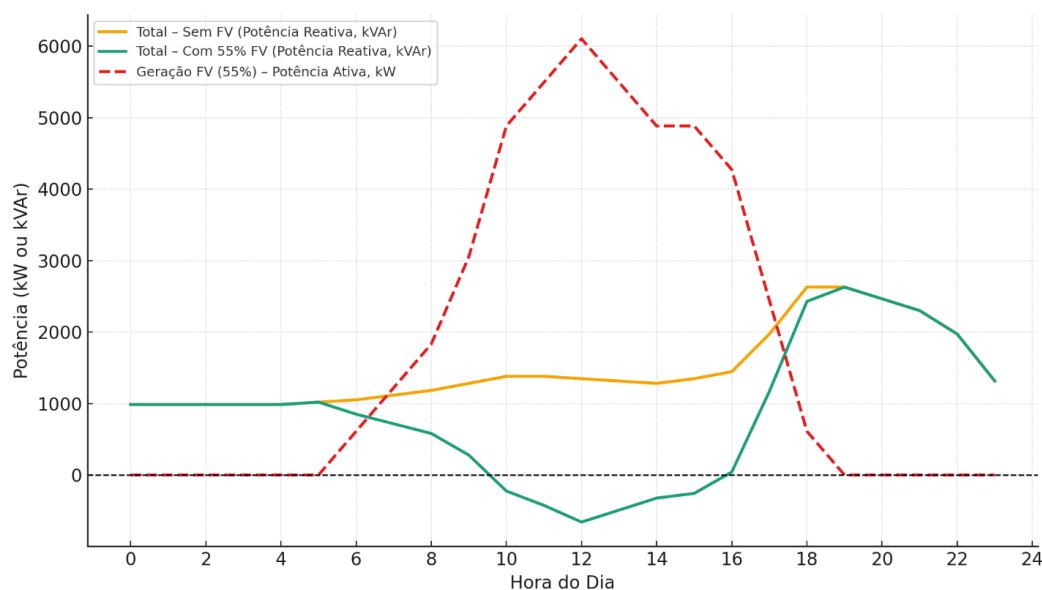


Figura 51 – Potência reativa, sem e com 55% de GDFV; e potência ativa dos geradores FV. Fonte: Próprio autor.

6.3.3 Comportamento da Tensão: Cenário de 55% de Penetração FV sem BESS

A Figura 52 apresenta o perfil de tensão (em pu) ao longo de 24 horas, medida próxima à subestação do circuito IEEE 8500 (medidor instalado na barra *m1209814*). O gráfico considera dois cenários distintos: sem penetração de GDFV e com 55% de penetração FV. O gráfico também demarca as faixas operacionais limites de tensão, discutidas e determinadas anteriormente neste estudo.

No cenário sem GDFV, a tensão se mantém relativamente estável durante todo o dia, com pequenas variações associadas ao perfil de carga. Essa curva permanece abaixo do limite superior de 1,05 pu, situando-se entre 1,018 pu e 1,020 pu na maior parte do tempo, com uma leve redução ao final da tarde, período de maior carregamento da rede. Este comportamento é típico de pontos localizados próximos à subestação, onde os efeitos da queda de tensão são menos pronunciados.

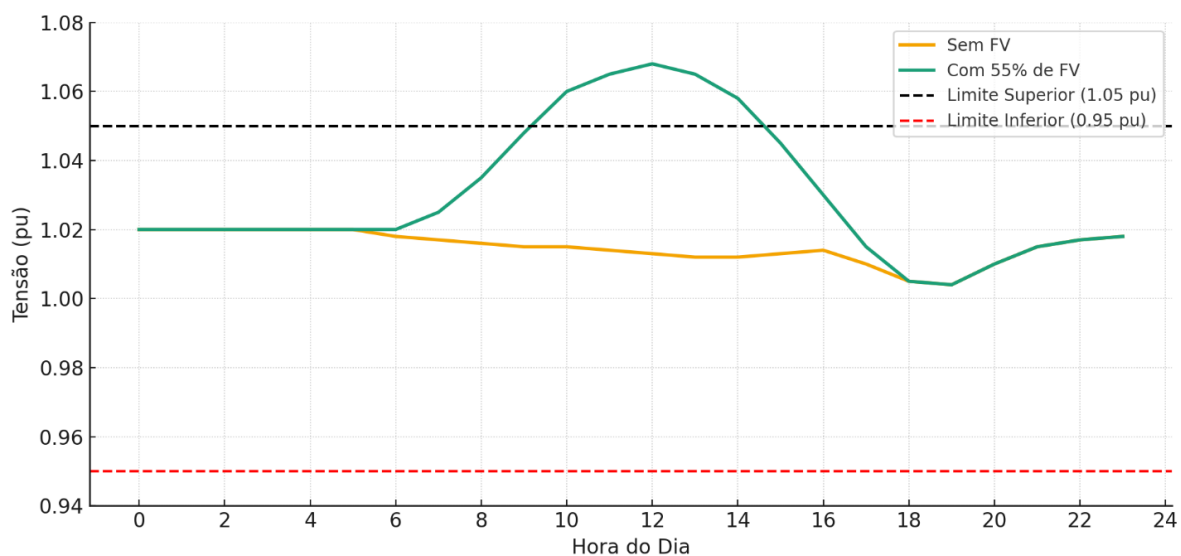


Figura 52 – Perfil diário das tensões no ponto de medição (sem e com 55% de GDFV).

Fonte: Próprio autor.

Já no cenário com 55% de penetração de GDFV, observa-se um aumento significativo da tensão entre aproximadamente 8h e 15h, período de maior incidência solar e portanto, de maior geração FV. Além disso, a tensão ultrapassa o limite de 1,05 pu por volta das 9h, atingindo um pico de aproximadamente 1,068 pu ao meio-dia. Esse fenômeno, conhecido como sobretensão por injeção de geração local, é intensificado pelo fato de que a GDFV é conectada em barras próximas

à subestação, onde a impedância é menor e os efeitos da injeção são mais imediatos (TONKOSKI et al., 2012).

O retorno da tensão a níveis abaixo de 1,05 pu, após as 15h, coincide com a redução da geração FV e o aumento da demanda da rede rumo ao período de ponta. Esses resultados reforçam que, mesmo em barras próximas à subestação (onde geralmente se esperaria maior estabilidade), o excesso de geração FV, sem controle reativo, pode comprometer os limites operacionais do sistema.

Além dos gráficos já apresentados, o OpenDSS oferece uma outra ferramenta capaz de fomentar análises sobre os níveis de tensão ao longo do alimentador de energia. A Figura 53 apresenta o perfil de tensão (visão espacial) para algumas condições de simulação do circuito IEEE 8500. A Figura 53(a) apresenta o perfil de tensão da condição Alimentador Base (sem FV) durante o horário de maior geração (meio-dia). Nesse caso, observa-se que de maneira geral, as tensões mantêm-se dentro da faixa aceitável para operação, delimitada entre os valores de 0,95 pu e 1,05 pu. Entretanto, nota-se um decréscimo gradual dos níveis de tensão à medida que a distância em relação à subestação aumenta, com maior dispersão nos valores registrados nas fases mais carregadas, especialmente a Fase A (representada em vermelho).

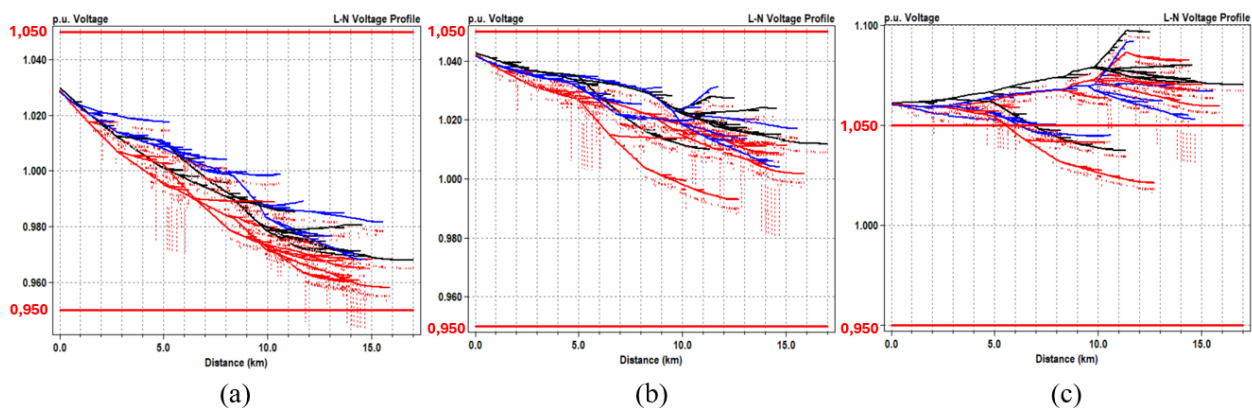


Figura 53 – Perfil espacial de tensão nas condições: (a) Alimentador Base (b) 30% de GDFV (c) 55% de GDFV (circuito IEEE 8500).

Fonte: Próprio autor.

Por sua vez, a Figura 53(b), representando uma penetração de GDFV em 30%, evidencia um perfil espacial das tensões com comportamento significativamente melhorado em relação à condição base do alimentador. Isso porque, embora as tensões ainda se distribuam de forma decrescente ao longo do circuito, observa-se uma elevação geral nos níveis de tensão em todas as fases, sobretudo nas regiões mais distantes da subestação. Essa elevação é resultado direto da

inserção da GD que, ao injetar potência ativa localmente, alivia o carregamento das linhas e reduz as quedas de tensão típicas das barras nas extremidades do alimentador.

Contudo, na condição de 55% de penetração FV, representada pela Figura 53(c) e tema de estudo desta seção, é possível observar que nas regiões próximas à subestação (até aproximadamente 5 km), os níveis de tensão superam 1,05 pu mas mantêm-se dentro de uma faixa estável, com pequenas variações entre as fases. Entretanto, à medida que se avança em direção às extremidades do alimentador (especialmente a partir da marca de 10 km), a influência da elevada injeção de potência ativa pelas unidades de GDFV se torna mais evidente no final do circuito de distribuição.

Nestas regiões mais distantes, verifica-se um acentuado aumento nos níveis de tensão, com diversas barras ultrapassando, com mais intensidade, o limite regulamentar de 1,05 pu. Tal comportamento é característico de situações em que a geração local excede a demanda imediata das cargas, resultando em fluxo reverso e elevação significativa das tensões, especialmente em pontos com maior impedância (barras mais distantes da subestação) (SHARMA et al., 2020). Além disso, nessa análise espacial do perfil de tensão, nota-se uma dispersão expressiva entre as fases nas extremidades, indicando desequilíbrios que podem agravar ainda mais as condições de operação do sistema.

Em suma, o perfil espacial da tensão evidencia que, no cenário de 55% de penetração de GDFV, o risco de sobretensões não está restrito apenas a períodos específicos do dia e tão pouco a barras próximas da subestação. Nessa análise mais completa (ao longo do alimentador), é comprovado que a localização física das unidades geradoras FV, tornam as barras mais distantes particularmente críticas sob a ótica da regulação de tensão.

6.3.4 Perdas no Alimentador: Distintos Cenários de Penetração FV sem BESS

A Tabela 16 apresenta os resultados das perdas técnicas presentes no circuito IEEE 8500 para diferentes cenários de penetração de GDFV. Esses dados consideram uma potência total de carga igual a 7770 kW. Como visto, foram simuladas os cenários: Alimentador Base (sem GDFV), 30% e 50% de penetração (acima do *hosting capacity* por sobretensão e no limite do *hosting capacity* por sobrecarga); bem como o cenário de 55% de penetração (este último ultrapassando

todos os limites técnicos de acomodação da rede). Vale a pena ressaltar que o cenário de 20% de inserção de GDFV não foi exposto nesta análise porque seus dados ficaram bem próximos dos casos Alimentador Base e 30% de GDFV.

Tabela 16 – Perdas no alimentador em distintos cenários

PERDAS: CENÁRIO ALIMENTADOR BASE (SEM GDFV)	
Perdas nas linhas	133,8 kW
Perdas nos transformadores	72,7 kW
Perdas Totais	206,5 kW
Potência total de carga	7770,0 kW
Percentual de perdas para o circuito	2,66%
PERDAS: CENÁRIO 30% DE GDFV SEM BESS	
Perdas nas linhas	65,6 kW
Perdas nos transformadores	61,8 kW
Perdas Totais	127,4 kW
Potência total de carga	7770,0 kW
Percentual de perdas para o circuito	1,64%
PERDAS: CENÁRIO 50% DE GDFV SEM BESS	
Perdas nas linhas	90 kW
Perdas nos transformadores	60 kW
Perdas Totais	150 kW
Potência total de carga	7770,0 kW
Percentual de perdas para o circuito	1,93%
PERDAS: CENÁRIO 55% DE GDFV SEM BESS	
Perdas nas linhas	100 kW
Perdas nos transformadores	61 kW
Perdas Totais	161 kW
Potência total de carga	7770,0 kW
Percentual de perdas para o circuito	2,07 %

Fonte: Próprio autor

Observa-se inicialmente, que a introdução de GDFV até 50%, tende a reduzir significativamente as perdas do sistema em relação ao cenário Alimentador Base. No caso de 30% de penetração FV, por exemplo, a redução atinge aproximadamente 38% nas perdas totais. Isso pode ser explicado pela geração local: suprindo diretamente cargas próximas, reduzindo a corrente nos alimentadores principais e, conseqüentemente, as perdas ôhmicas (proporcionais a I^2R).

No entanto, essa tendência não é linear. Quando a penetração atinge 55% de GDFV, sem a presença de BESS, há um aumento das perdas em relação ao cenário de 50%. Tal fato é um resultado do início de efeitos adversos, como fluxo reverso de potência e desequilíbrios nas tensões de barra. Contudo, ainda assim, as perdas totais nesse cenário (161 kW) permanecem ligeiramente menores que as do cenário base (206,5 kW). Isso é coerente com o fato de que, embora o sistema esteja acima dos limites de *hosting capacity*, ainda há um volume significativo de geração local FV que reduz a carga vista pela subestação, resultando em perdas gerais menores.

6.4 Uso de BESS Distribuídos para Mitigar Sobretensões e Fluxo Reverso no SDEE

Como visto na seção anterior, ao se atingir a condição de 55% de inserção de GDFV, surgem violações técnicas que comprometem a operação segura e eficiente do alimentador IEEE 8500, como a ocorrência de sobretensões, tanto nas barras mais distantes da subestação (chamadas comumente na literatura técnica como *barras críticas*), quanto nos pontos mais próximas da subestação (denominados *barras favorecidas*).

Voltando à análise da Figura 48, percebe-se também a ocorrência de fluxo reverso de potência na entrada da subestação. Nesse sentido, a Figura 54 destaca a potência ativa medida próxima à subestação (medidor instalado na barra *m1209814*). Como visto anteriormente, esse fenômeno ocorre quando a geração FV excede a demanda local. Isso resulta a injeção de energia excedente, de volta para a rede e em direção à subestação. Assim, a região hachurada (em destaque na Figura 54) evidencia tal comportamento, representando uma energia total de aproximadamente 7246 kWh, exportada para a subestação.

Portanto, o valor acumulado do fluxo reverso pode ser utilizado como base para dimensionar os sistemas BESS. Nesse sentido, a proposta é instalar os armazenadores de energia nas áreas mais críticas da rede (barras com maior nível de tensão), de modo que eles sejam acionados para absorver o excedente da geração FV. O principal objetivo é evitar que esse excesso de energia chegue até a subestação. Com isso, a estratégia ajuda a conter os efeitos do fluxo reverso, melhora o perfil de tensão e ainda amplia a capacidade da rede para receber mais fontes renováveis intermitentes, sem comprometer a segurança do sistema.

Tendo em vista a energia excedente (estimada em 7246 kWh) e considerando que, segundo a equação (5.2), o BESS dimensionado, para aplicação neste estudo, tem uma energia útil de 300 kWh, tem-se, pela equação (6.1), a obtenção do cálculo de BESS necessários (N°_{BESS}) para mitigar o problema de fluxo reverso na entrada da subestação.

$$N^{\circ}_{BESS} = \frac{7246 \text{ kWh}}{300 \text{ kWh}} = 24,15 \text{ BESS} \approx 25 \text{ BESS} \quad (6.1)$$

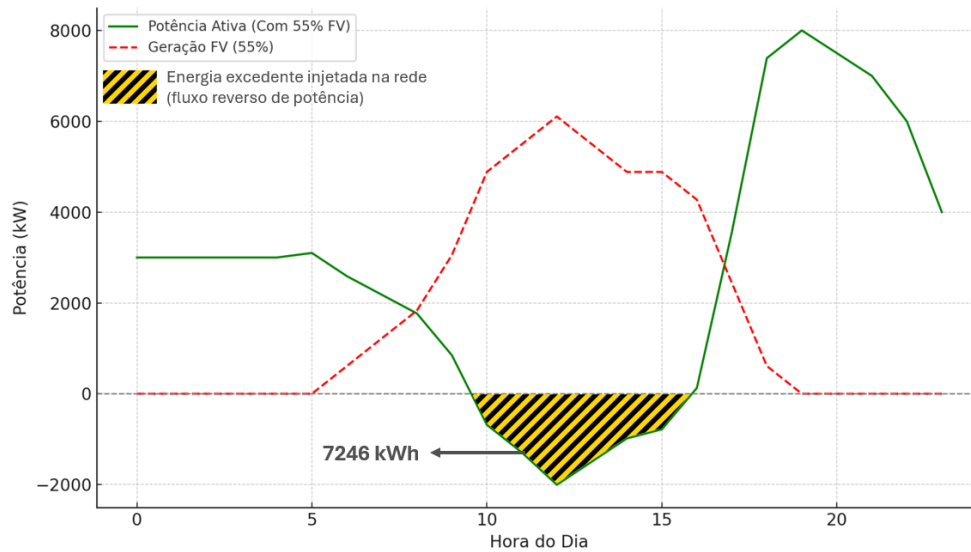


Figura 54 – Energia excedente injetada na rede (fluxo reverso de potência na entrada da subestação) no cenário de 55% de GDFV.

Fonte: Próprio autor.

Além do método baseado na energia acumulada, é possível adotar uma abordagem de dimensionamento que leve em consideração a potência máxima instantânea do fluxo reverso, que no caso deste estudo foi de aproximadamente 2 MW (ao meio-dia, conforme observado na Figura 54). Essa metodologia tem como foco assegurar que a soma das potências dos BESS seja suficiente para absorver, instantaneamente, o pico de geração excedente que retornaria para a subestação.

Dessa forma, considerando que cada BESS utilizado neste estudo possui uma potência nominal de 75 kW, o número mínimo de sistemas necessários pode ser obtido pela expressão:

$$N^{\circ}_{BESS} = \frac{2000 \text{ kW}}{75 \text{ kW}} = 26,67 \text{ BESS} \approx 27 \text{ BESS} \quad (6.2)$$

Assim, estima-se que 27 unidades BESS seriam necessárias para atender a demanda de potência de pico durante os horários de maior geração FV. Esse segundo dimensionamento

apresentado pela equação (6.2) busca garantir que, mesmo durante os momentos críticos, os armazenadores sejam capazes de absorver toda a potência excedente, evitando o fluxo reverso na subestação.

É importante ressaltar que essa metodologia fornece um resultado complementar ao cálculo baseado na energia acumulada (apresentado pela equação 6.1), permitindo ao planejador comparar as duas abordagens e escolher a solução mais adequada ao perfil operacional do sistema. Como a diferença entre as duas metodologias é pequena (25 versus 27 BESS), para este estudo opta-se pelo critério da potência de pico, pois ele é mais conservador e protege o sistema também contra os picos instantâneos – o que, no contexto de segurança de operação de uma subestação, costuma ser o mais crítico.

Contudo, conforme a metodologia de otimização heurística – descrita pelo algoritmo PSO, apresentado nas seções 5.4 e 5.5 deste estudo – foi possível determinar uma menor quantidade de BESS para solucionar o problema. Da mesma forma, elegeu-se os melhores pontos (barras mais vulneráveis) para inserir os armazenadores junto ao SDEE.

A Tabela 17 apresenta o resultado do processo de otimização PSO, contendo a quantidade ideal de BESS e as barras eleitas pelo algoritmo para alocar os armazenadores de energia. Ressalta-se que as tensões indicadas na tabela, referem-se à condição de 55% de penetração de GDFV no circuito.

Assim, após a aplicação do algoritmo, ao invés de 27 BESS, passam a ser necessários apenas 19 armazenadores para sanar as intercorrências causadas pelo cenário de 55% de penetração de GDFV. Isso porque, o processo de Enxame de Partículas, aplicou esses BESS eleitos em barras mais vulneráveis do ponto de vista de nível de tensão, distâncias elétricas, condições de carregamento etc. Deste modo, houve uma redução da quantidade de unidades armazenadoras de energia.

Além disso, a partir dos recursos funcionais ofertados pelo *software* OpenDSS (verificação dos índices de tensão e corrente em cada linha e barra do sistema), foi possível investigar o comportamento das barras eleitas pelo algoritmo PSO para instalação de sistemas BESS. Nesse sentido, observou-se que as cinco primeiras unidades (BESS 1 ao BESS 5) foram alocadas em barras com tensões relativamente elevadas, garantindo cobertura adicional para o controle da

sobretensão e do fluxo reverso. Essas barras encontram-se em pontos críticos para a ocorrência de sobretensão, sendo a atuação do BESS essencial para garantir a redução local das tensões para patamares seguros.

Tabela 17 – Resultado da otimização PSO: número de unidades BESS e suas respectivas barras

BESS	Barra alocada	Tensão (pu)	Justificativa (análise)
BESS 1	m1026820	1,061	Barras com tensões elevadas. Nestes pontos intermediários, a alocação de BESS garante cobertura adicional para o controle da sobretensão e do fluxo reverso.
BESS 2	n1137987	1,061	
BESS 3	n1138593	1,059	
BESS 4	l3235249	1,058	
BESS 5	l3178973	1,066	
BESS 6	m1047763	1,061	Barras com tensões elevadas. Nestes pontos de margem, a instalação de BESS é fundamental para mitigação da sobretensão nas extremidades do alimentador.
BESS 7	n1147857	1,061	
BESS 8	m1009705	1,061	
BESS 9	l2914324	1,059	
BESS 10	l3195751	1,059	
BESS 11	m1047752	1,066	
BESS 12	n1230123	1,061	Região adjacente e ainda com tensão elevada. A alocação de BESS é importante para manter o fluxo local e reduzir sobretensões.
BESS 13	m3729981	1,059	
BESS 14	n1147861	1,037	Localização intermediária e/ou crítica. Ressalta-se que o BESS 18 atua para evitar propagação do fluxo reverso para regiões mais próximas da subestação.
BESS 15	m3019248	1,058	
BESS 16	m1047669	1,054	
BESS 17	m1010007	1,054	
BESS 18	m1027121	1,054	
BESS 19	m4113348	1,056	

Fonte: Próprio autor.

Prosseguindo com a análise, é possível constatar que seis armazenadores (BESS 6 ao BESS 11) foram posicionados com o intuito de mitigar sobretensões em regiões mais distantes do alimentador. Além disso, percebe-se que o BESS 12, o mais próximo da subestação, não foi alocado em uma região crítica. Contudo, atua mantendo o fluxo de potência local. Por fim, os últimos sete armazenadores (BESS 13 ao BESS 19) foram inseridos em regiões intermediárias, sendo que os BESS 13 a 18 mantêm os níveis de tensão nessas localidades e o BESS 19 atua para evitar propagação do fluxo reverso para regiões mais próximas da subestação.

A Figura 55 mostra a região onde são alocados cada um dos BESS Distribuídos ao longo do alimentador IEEE 8000.

Assim, concluída a definição da quantidade e das localizações dos BESS, o próximo passo consiste em avaliar a eficácia da solução proposta para restabelecer as condições operativas adequadas do circuito IEEE 8500. Nesse sentido, a inserção dos 19 sistemas de armazenamento

distribuídos ao longo do alimentador, tem como objetivo mitigar as intercorrências observadas no cenário de 55% de penetração de GDFV. Isso pode garantir que o sistema opere dentro dos limites de tensão preconizados para redes de distribuição (entre 0,95 e 1,05 pu) e evitar a ocorrência de níveis significativos de fluxo reverso de potência em direção à subestação. Assim, a seção seguinte se dedica à análise do comportamento do circuito já com as 19 unidades de BESS em operação, contemplando a avaliação dos perfis de potência ativa e reativa, das tensões e das perdas técnicas.

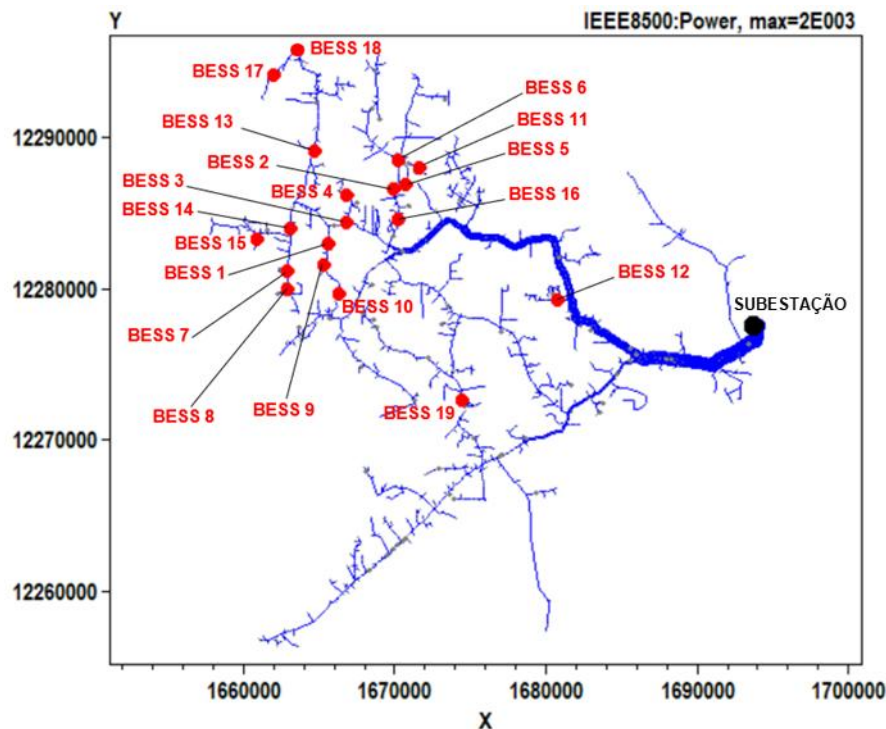


Figura 55 – Representação espacial do alimentador IEEE 8500 e localização das barras onde foram alocados os BESS Distribuídos.

Fonte: Próprio autor.

6.5 Simulação e Análise do Alimentador na Condição de BESS Distribuídos

6.5.1 Comportamento da Potência Ativa com BESS Distribuídos

A Figura 56 apresenta o gráfico com o comportamento da potência ativa total aferida na barra *m1209814*, próxima à subestação, em um cenário com 55% de penetração de GDFV. Tais curvas possibilitam comparar a condição original do sistema (sem BESS) e o cenário de atuação

dos 19 sistemas de armazenamento de energia distribuídos e estrategicamente alocados ao longo do alimentador, segundo eleição do algoritmo PSO.

Conforme evidenciado pela curva do cenário Alimentador Base, o sistema sem armazenadores apresenta a mesma condição apurada nas análises anteriores de potência ativa.

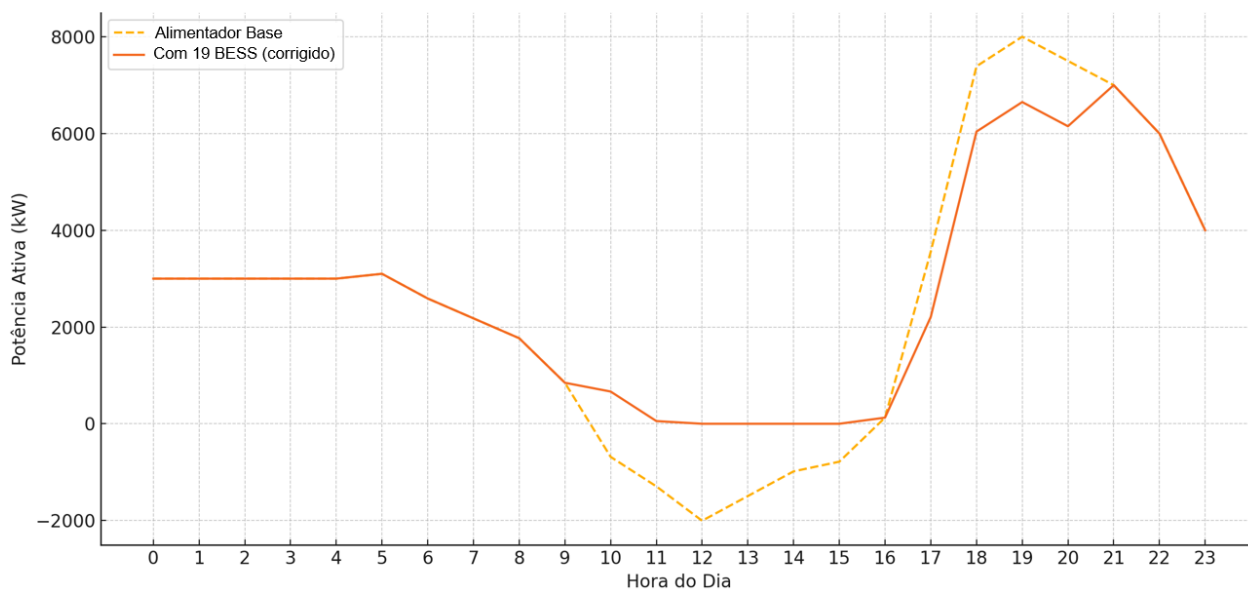


Figura 56 – Potência ativa total, antes e após o ingresso da operação do BESS Distribuídos no circuito com penetração de 55% de GDFV.

Fonte: Próprio autor.

Com a instalação dos 19 BESS Distribuídos, cada um com 300 kWh de energia útil e operação programada para carregar das 10h às 14h e descarregar das 17h às 21h, observou-se uma significativa alteração no perfil da curva de potência ativa. Essa curva mostra que, ao longo do período de carregamento, os BESS absorvem a energia excedente. Por isso ela se eleva (em relação à curva denominada *Alimentador Base*) e elimina completamente os valores negativos de potência ativa. Em suma, este resultado confirma que os BESS Distribuídos foram capazes de mitigar integralmente o fluxo reverso no intervalo crítico, contribuindo para evitar injeções indesejadas de potência na entrada da subestação.

6.5.2 Comportamento da Potência Reativa com BESS Distribuídos

Diferentemente dos inversores FV instalados nos pontos de consumo, que são de difícil controle pela concessionária, os sistemas BESS, propostos por este estudo, são conectados à rede

por meio de inversores bidirecionais sob gestão da distribuidora. Assim é possível, além do controle da potência ativa, a configuração operacional desse aparato para injeção ou absorção de potência reativa. Para isso, é preciso que os inversores estejam devidamente dimensionados para operação em quatro quadrantes. Ou seja, o inversor pode fornecer ou absorver potência ativa e potência reativa, em qualquer combinação. Isso torna o dispositivo extremamente versátil no suporte à rede elétrica (EICHSTÄDT et al., 2016).

Contudo, é preciso ressaltar que tais características operacionais dos inversores bidirecionais em discussão, sem a presença de armazenadores de energia a eles conectados, não seria suficiente para ofertar suporte à rede. Isso porque, segundo FARIVAR et al. (2011) e LUSIS et al. (2020), o controle *Volt-Var* em inversores bidirecionais é eficaz na regulação rápida da tensão, reduzindo sobretensões causadas pela expressiva geração FV. Contudo, por operar apenas com potência reativa, esse controle não intervém sobre o excesso de potência ativa que causa fluxo reverso. Diante disso, somente com inversores bidirecionais sem armazenamento energético, a mitigação do fluxo reverso não é alcançada – ao contrário dos sistemas BESS, que permitem controle completo de potência ativa (atuando no fluxo reverso) e reativa além de mitigar sobretensões no alimentador.

No presente cenário (55% de penetração FV e presença de 19 armazenadores distribuídos), adotou-se a configuração dos inversores dos BESS para operar com fator de potência fixo de 0,95 indutivo em seus períodos de operação. Tal escolha visa compensar o excesso de potência reativa capacitiva sendo injetada na rede em horários de alta penetração FV. Assim, essa configuração contribuirá para a estabilização dos perfis de tensão e melhorará o cenário de ocorrência de potência reativa negativa na entrada da subestação (comportamento evidenciado pela Figura 50).

A Figura 57 mostra que, sem a atuação dos BESS Distribuídos, a potência reativa, aferida próxima à subestação, começa a atingir valores negativos no período próximo das 10h e assim prossegue até por volta das 16h. Tal ocorrência, caracteriza um excesso de potência reativa capacitiva na rede.

Contudo, após a inserção das 19 unidades de BESS Distribuídos, com inversor bidirecional operando com fator de potência 0,95 indutivo, observa-se uma elevação significativa da curva de potência reativa nesse intervalo. Esse comportamento não eliminou, mas reduziu

significativamente a intensidade do comportamento capacitivo, aproximando o sistema de uma condição de equilíbrio reativo.

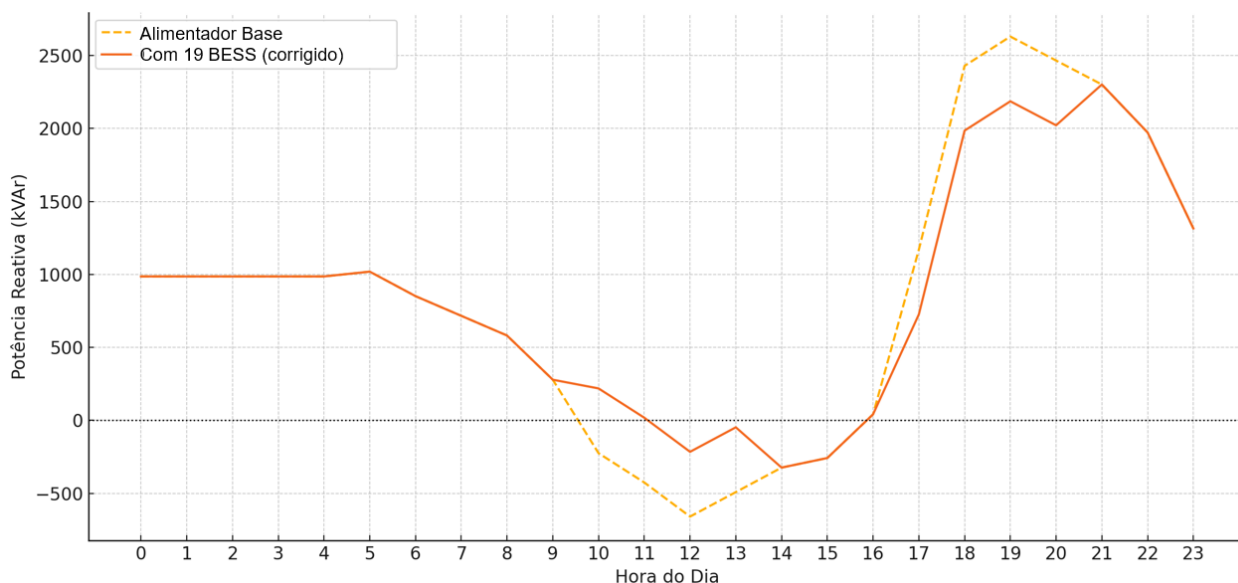


Figura 57 – Potência reativa total, antes e após o ingresso da operação do BESS no circuito com penetração de 55% de GDFV.

Fonte: Próprio autor.

Assim, embora o valor da potência reativa total ainda permaneça levemente negativo em alguns instantes, o controle implementado demonstra sua eficácia em mitigar esse desequilíbrio. Isso também reforça o potencial dos BESS Distribuídos como elementos de suporte reativo em redes de distribuição com elevada penetração de GDFV.

Por fim, é preciso ressaltar que embora este estudo tenha optado por não adotar o controle de potência reativa nos inversores FV dos clientes (em virtude das dificuldades de coordenação, acesso técnico e possíveis impactos negativos sobre a vida útil desses equipamentos (pauta debatida na revisão do estado da arte presente no Capítulo 2), é importante destacar que os sistemas BESS Distribuídos são conectados à rede por meio de inversores bidirecionais sob gestão direta da concessionária. Assim, caso necessário, esses inversores podem ser configurados para operar com fator de potência diferente de 1,0 (injetando ou absorvendo potência reativa de forma coordenada e segura). Essa possibilidade, embora não seja o foco principal deste trabalho, representa um recurso adicional a ser explorado em estudos futuros voltados ao suporte de tensão em redes com intercorrências devido a altas penetrações de GDFV.

6.5.3 Comportamento da Tensão com BESS Distribuídos

A Figura 58 apresenta o perfil de tensão horário, aferido no ponto de medição próximo à subestação, para o SDEE em estudo (agora, com a atuação dos 19 BESS estrategicamente distribuídos). Como pautado anteriormente, o objetivo desta análise é avaliar o impacto dos armazenadores sobre a qualidade do fornecimento em relação à mitigação de violações do limite superior de tensão (1,05 pu), que ocorrem no período de maior geração FV.

O cenário com 55% de GDFV e sem BESS (Figura 52), evidenciava uma elevação significativa da tensão, entre 10h e 14h, devido à injeção de potência ativa pelos geradores FV em horários de baixa demanda. Após a inserção dos 19 BESS Distribuídos em barras vulneráveis, os dispositivos armazenadores passam a operar com potência ativa constante de 1350 kW (em termos de energia: 5400 kWh) durante o período das 10h às 14h, absorvendo os excedentes de geração local. Como resultado, a curva de tensão aludida pela Figura 58 permanece integralmente abaixo da faixa regulamentar de 1,05 pu, demonstrando a efetividade da estratégia proposta.

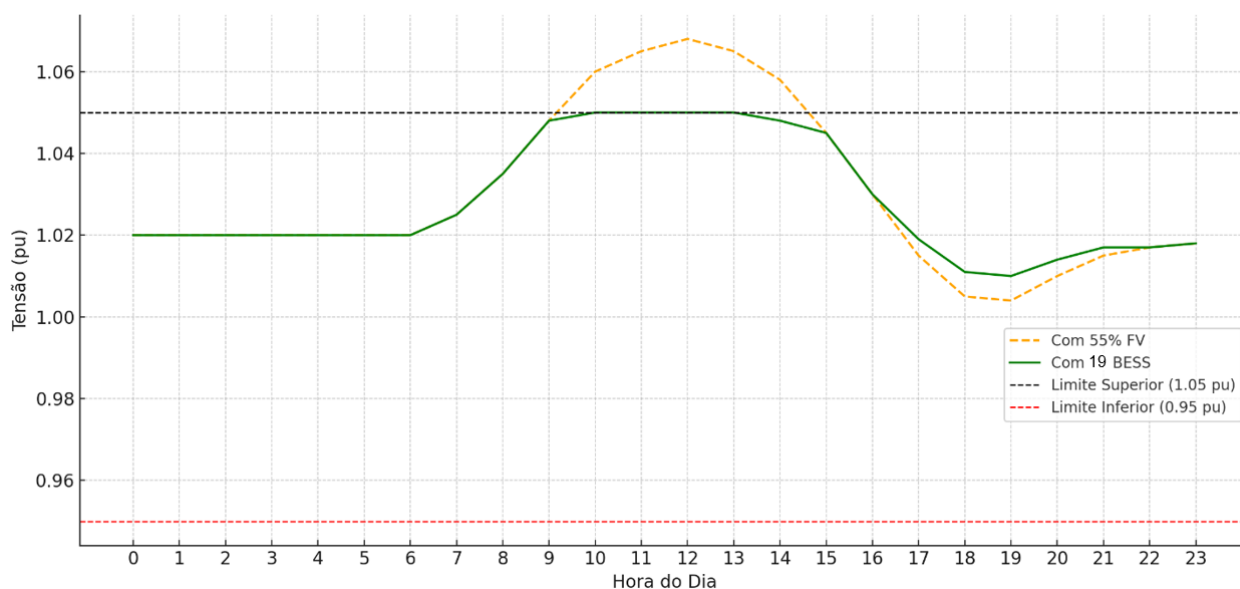


Figura 58 – Perfil diário das tensões, antes e após a operação dos BESS Distribuídos, no circuito com penetração de 55% de GDFV.

Fonte: Próprio autor.

Por fim, entre 17h e 21h, nota-se uma elevação suave no perfil de tensão, atribuída à descarga dos BESS Distribuídos, que injetam potência ativa de forma coordenada na rede. Esse comportamento é coerente com a função ancilar desempenhada pelos BESS. Nesse período, ao

sustentar parte da carga local com a energia previamente armazenada, os armazenadores aliviam o fluxo de potência a partir da subestação, resultando em um perfil de tensão mais estável e ligeiramente mais elevado. Assim, essa descarga dos armazenadores descreve uma resposta técnica desejável. Fato que contribui para a redução de quedas de tensão típicas do horário ponta.

Por sua vez, a Figura 59 apresenta o perfil espacial de tensão da condição de 55% de penetração FV, no momento de maior incidência solar (meio-dia), após a inserção dos 19 BESS estrategicamente distribuídos no armazenador pela metodologia PSO.

De maneira geral, mesmo que as tensões estejam no limite de 1,05 pu, é possível constatar que a presença dos BESS Distribuídos contribuiu expressivamente para a melhoria da qualidade do perfil de tensão no sistema. Nas proximidades da subestação (até 5 km), por exemplo, as tensões se mantêm em níveis relativamente constantes e dentro da faixa adequada, com valores tipicamente entre 1,04 pu e 1,05 pu. Este comportamento é característico das *barras favorecidas*, nas quais a influência da geração FV e do carregamento/descarregamento dos BESS é menos expressiva devido à maior robustez da rede e à menor distância da fonte principal de alimentação (subestação).

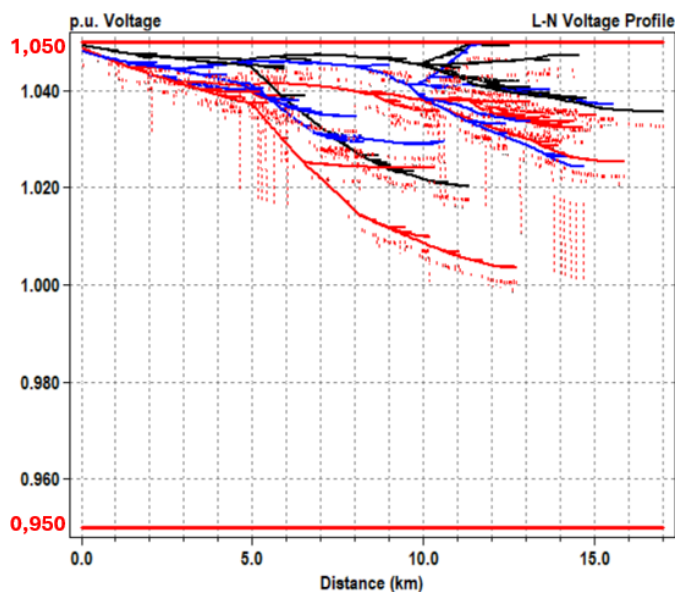


Figura 59 – Perfil espacial de tensão na condição de inserção de 55% de GDFV e presença dos BESS Distribuídos no alimentador IEEE 8500.

Fonte: Próprio autor.

À medida que se avança ao longo do alimentador, observa-se que as tensões nas *barras críticas*, que anteriormente superavam o limite superior regulamentar de 1,05 pu durante o pico de

geração FV, agora passaram a se manter em níveis mais seguros com a atuação dos BESS. Isso porque, durante o carregamento, os BESS Distribuídos absorvem parte do excedente de geração FV local. Como visto anteriormente, isso reduz o fluxo reverso de potência e consequentemente, suaviza as elevações de tensão nessas regiões.

Em suma, o sistema de armazenamento distribuído trouxe ganhos relevantes à regulação do perfil de tensões ao longo de todo o alimentador, garantindo que a operação do circuito se mantenha segura, estável e dentro dos limites normativos estabelecidos para um SDEE de MT.

6.5.4 Perdas no Alimentador: Operação com BESS Distribuídos

O comparativo apresentado na Tabela 18 complementa o raciocínio dos demais cenários de simulação (vistos anteriormente na Tabela 16) e mostra os valores das perdas no alimentador IEEE 8500, agora operando com 55% de GDFV e com suporte de 19 BESS Distribuídos, estrategicamente alocados no SDEE.

Tabela 18 – Perdas no alimentador (55% GDFV com operação dos BESS)

CENÁRIO 55% DE GDFV SEM BESS (ALIMENTADOR BASE)		CENÁRIO 55% DE GDFV COM BESS	
Perdas nas linhas	100 kW	Perdas nas linhas	82,0 kW
Perdas nos transformadores	61 kW	Perdas nos transformadores	58 kW
Perdas Totais	161 kW	Perdas Totais	140,0 kW
Potência total de carga	7770,0 kW	Potência total de carga	7770,0 kW
Percentual de perdas para o circuito	2,07 %	Percentual de perdas para o circuito	1,8%

Fonte: Próprio autor

Os dados revelam que a introdução dos BESS (totalizando 5400 kWh), carregando das 10h às 14h e descarregando das 17h às 21h, aprimora o desempenho do sistema, mitigando tanto o fluxo reverso quanto as sobretensões. Além disso, reduz as perdas totais para 140 kW, o que corresponde a um percentual de perdas de 1,80% (resultado inferior ao do cenário Alimentador Base).

Em suma, os dados revelam que esse comportamento é coerente com estudos similares em sistemas de distribuição com alta penetração de GDFV. O estudo de PAIXÃO et al. (2021), por exemplo, aponta que em muitos casos, a GD, quando corretamente alocada e controlada, pode

resultar em melhoria da eficiência energética da rede, sobretudo quando combinada a estratégias de armazenamento e controle. No entanto, o ponto de inflexão, onde os benefícios da GDFV se invertem, depende fortemente da topologia da rede, do perfil de carga e da distribuição geográfica das unidades geradoras. Assim, tais fatores justificam a necessidade de análises específicas para cada SDEE.

Portanto, conclui-se que os resultados apresentados reforçam a importância de considerar soluções híbridas (inserção coordenada de GDFV e BESS) como ferramentas eficazes que possam garantir a operação segura, eficiente e sustentável das redes de distribuição modernas.

6.6 Novos Índices de *Hosting Capacity* para o Alimentador

Os resultados obtidos com a inserção dos 19 BESS Distribuídos no circuito IEEE 8500, demonstraram não apenas a mitigação das intercorrências operacionais mais críticas (fluxo reverso de potência excessivo e sobretensões), mas também revelaram um aspecto estratégico de fundamental importância para a expansão da GD: o aumento do *hosting capacity* da rede.

Como observado nas análises anteriores, o circuito apresentava um *hosting capacity* por sobretensão estimado em 40% de penetração de GDFV. A partir deste patamar, a operação sem mitigadores passou a registrar ultrapassagens dos limites de 1,05 pu. Essa ocorrência, sem que medidas corretivas fossem adotadas, caracterizou um esgotamento da capacidade da rede em acomodar novos geradores FV.

Contudo, a introdução dos BESS Distribuídos (no cenário de penetração de 55% de GDFV), promoveu uma alteração substancial no modo de operação do alimentador de energia em estudo. Isso porque, ao absorverem o excedente de GDFV nos horários de maior incidência de irradiação solar, os armazenadores de energia atuaram diretamente na redução dos níveis de tensão nas regiões mais críticas do circuito. Assim, foram eliminadas as intercorrências técnicas, que anteriormente caracterizavam o limite do *hosting capacity* por sobretensão. Além disso, no horário de ponta, a operação dos BESS, em modo de descarga, contribuiu para elevar as tensões mais baixas nas extremidades do alimentador, melhorando o perfil geral do sistema.

Com isso, verificou-se que mesmo com uma penetração de 55% de GDFV (superior aos índices de acomodação por sobretensão e sobrecarga), o circuito passou a operar dentro dos parâmetros técnicos aceitáveis, sem ultrapassagens de tensão e com as perdas energeticamente otimizadas. Este fato evidencia que os BESS, ao promoverem a regulação local das tensões e a gestão do fluxo de potência ativa (e reativa, através de seus inversores bidirecionais), permitiram elevar os índices de *hosting capacity*, tanto de sobretensão quanto de sobrecarga da rede, para patamares superiores a 55%.

Assim, conclui-se que a inserção dos armazenadores de energia, em pontos estratégicos do SDEE, proporcionou ao sistema, não apenas a restauração de condições operativas seguras e eficientes, mas também a ampliação da sua capacidade de integrar novas fontes renováveis intermitentes. Isso consolida-se como uma solução eficaz para a superação dos limites impostos pela infraestrutura elétrica convencional diante do crescimento da GD.

6.7 Considerações Importantes

Como apresentado nas seções anteriores, as simulações do alimentador IEEE 8500, sob cenários de alta penetração de GDFV, indicaram níveis significativos de sobretensão em *barras favorecidas*. Esse foi o caso da barra *m1209814*, utilizada como ponto de medição durante as análises.

No entanto, os estudos de SHARMA et al. (2020) e WAN et al. (2024) mostram um comportamento distinto: as sobretensões tendem a surgir com mais intensidade nas *barras críticas*, localizadas nas extremidades do circuito. Isso ocorre porque essas regiões possuem maior impedância, o que dificulta a regulação da tensão e torna o sistema mais sensível à injeção de potência ativa por fontes FV.

Dessa forma, quando as simulações apontam sobretensão já nas barras próximas à subestação, é possível concluir que o alimentador ultrapassou consideravelmente seu limite técnico de *hosting capacity* por sobretensão. Esse fenômeno pode ser agravado por diversos fatores, como:

- A intensidade do fluxo reverso é tão alta que provoca tensões superiores a 1,05 pu até nas *barras favorecidas*;

- Há elevada concentração de geração FV em barras de baixa tensão situadas próximas à subestação;
- A baixa impedância elétrica das *barras favorecidas*, aliada a uma forte injeção de potência ativa FV, favorece o aumento da tensão local;
- Para isolar e intensificar os efeitos da GDFV nas simulações, os controles automáticos dos reguladores de tensão do circuito IEEE 8500 foram propositalmente desativados, deixando o sistema mais exposto à variação dos níveis de tensão.

Portanto, os resultados observados – com elevação significativa da tensão até mesmo em regiões teoricamente mais estáveis – são coerentes e tecnicamente justificáveis.

Por fim, é importante destacar que o foco desta análise é avaliar a eficácia dos BESS Distribuídos para mitigar problemas operacionais no alimentador, independentemente do ponto exato onde eles ocorrem. Assim, os resultados da Seção 6.5 confirmam a eficiência dessa estratégia.

6.8 Conclusões

A modelagem e simulação do circuito IEEE 8500 com diferentes cenários de penetração de GDFV, permitiram analisar os efeitos técnicos dessa fonte renovável no desempenho do SDEE. Os resultados indicaram que, para penetrações superiores a 40%, ocorrem violações do limite superior de tensão (1,05 pu), definindo esse valor como o *hosting capacity* por sobretensão do circuito – parâmetro definido como o índice de acomodação geral do circuito em análise. Assim, a partir desse ponto, o alimentador opera com risco acentuado de fluxo reverso e variações indesejadas nos níveis de tensão.

Com a inserção de 19 sistemas BESS Distribuídos (cada um com 75 kW e 300 kWh) estrategicamente alocados por meio do algoritmo PSO, foi possível mitigar essas intercorrências, mesmo no cenário crítico de 55% de penetração de GDFV. Isso porque, os armazenadores atuaram de forma coordenada, absorvendo o excedente FV durante o período de maior geração e fornecendo energia ao circuito no horário de ponta. Essa estratégia eliminou as ultrapassagens de tensão, estabilizou o perfil espacial das tensões e suprimiu o fluxo reverso na subestação, além de reduzir as perdas elétricas do sistema.

Dessa forma, a atuação dos BESS Distribuídos permitiu ampliar os índices de *hosting capacity* da rede em 37,5% (em relação ao valor inicial), demonstrando sua eficácia como solução técnica e estratégica frente à crescente inserção de fontes renováveis intermitentes. Embora os valores obtidos estejam condicionados às características específicas do circuito IEEE 8500, os resultados reforçam a viabilidade da utilização de sistemas de armazenamento como alternativa ao reforço estrutural convencional, contribuindo para uma operação mais segura, eficiente e alinhada às diretrizes regulatórias nacionais.

Em síntese, os BESS Distribuídos se consolidam como elementos estratégicos na transição energética, ao viabilizarem a expansão da GDFV com qualidade, segurança e confiabilidade. Sua atuação coordenada contribui não apenas para a construção de um sistema elétrico mais sustentável, mas também para garantir a estabilidade operacional da rede, reduzir perdas, mitigar intercorrências técnicas e assegurar o cumprimento dos limites regulatórios exigidos para a operação do SDEE.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

Ao longo deste trabalho, buscou-se compreender e propor alternativas para um dos principais desafios da atual transformação do setor elétrico: a crescente inserção da GDFV nas redes de distribuição de energia. Impulsionada por políticas globais de descarbonização, essa tendência proporciona benefícios ambientais e econômicos, mas também exige atenção quanto à sua integração técnica com o SDEE. Isso porque, intercorrências como sobretensões, sobrecargas, fluxo reverso de potência e comprometimento da qualidade do fornecimento de energia podem surgir quando a taxa de penetração dessa GD ultrapassa a capacidade de acomodação do circuito. Ou seja, quando o *hosting capacity* da rede é superado.

Inicialmente, o estudo analisou o comportamento do circuito IEEE 8500 na condição sem GDFV, adotando o Alimentador Base como referência. A partir dessa condição, foram avaliadas diferentes taxas de penetração, verificando-se que até 30% de inserção FV (3,33 MW) os efeitos sobre o sistema eram majoritariamente positivos, com redução das perdas elétricas (em termos gerais: de 2,66% no Alimentador Base para 1,64% com tal inserção FV) e alívio da demanda na subestação. Contudo, ao elevar a penetração para 50% (5,55 MW), observou-se a ultrapassagem dos limites operacionais do sistema de forma significativa. Nesse patamar, sobretensões acima de 1,05 pu e intensificação do fluxo reverso de potência já comprometiam a operação do circuito, uma vez que os índices de *hosting capacity* haviam sido superados em aproximadamente 40% para o critério de sobretensão e 50% para o critério de sobrecarga. Além disso, as perdas totais no circuito voltaram a crescer, passando de 1,64% (30% FV) para 1,93% nesse cenário de maior inserção.

Para contornar essas limitações, com suporte de técnicas de otimização via PSO, foram alocados 19 sistemas BESS distribuídos em pontos estratégicos do alimentador. Essa intervenção, embora tenha modificado menos de 0,3% das barras do circuito (19 em um total de 8.509), resultou

em um efeito sistêmico expressivo: o *hosting capacity* foi ampliado de 40% para 55%, o que equivale a um acréscimo de 15 pontos percentuais na taxa de penetração FV, representando:

- um aumento relativo de 37,5% na taxa de penetração em relação ao valor inicial;
- um aumento de 98% na potência instalada admissível de GDFV (de 3,08 MW para 6,11 MW).

Esse resultado quantitativo evidencia que a adoção de sistemas de armazenamento distribuídos é capaz de elevar significativamente a capacidade de integração de fontes renováveis, com modificações mínimas na infraestrutura existente. Caso fossem necessárias soluções convencionais, como troca de transformadores, reforço de linhas ou atualização de sistemas de proteção, o impacto financeiro, o tempo de execução e a complexidade técnica seriam substancialmente maiores.

Além do ganho em *hosting capacity*, a inserção dos BESS eliminou as sobretensões, mitigou o fluxo reverso de potência e homogeneizou o perfil espacial de tensão ao longo do alimentador. Embora as perdas gerais não tenham sido reduzidas de forma expressiva, estas foram atenuadas, reforçando o papel do armazenamento como elemento de suporte técnico e operacional: sendo 2,07% no cenário de 55% de GDFV sem BESS; e 1,8% no cenário de 55% de GDFV com BESS.

Outro aspecto de destaque foi o modelo de instalação adotado, considerando sistemas BESS distribuídos em postes da rede, de modo a aproveitar a infraestrutura existente e dispersar os armazenadores pelo SDEE. Essa solução apresenta vantagens adicionais em relação às configurações centralizadas, como menor necessidade de obras civis, redução de custos com aquisição de terrenos e maior facilidade de manutenção. Ademais, possibilita atuação localizada sobre o perfil de tensão, alinhando-se aos princípios de redes inteligentes e à busca por maior flexibilidade operacional do SDEE.

Ainda assim, é importante reconhecer que a tecnologia de armazenamento com baterias, especialmente as de íon-lítio (adotadas neste estudo como Fosfato de Ferro-Lítio), apresenta desafios relevantes que precisam ser considerados. Isso porque, mesmo com a queda nos preços nas últimas décadas, o investimento inicial para a implementação desses sistemas ainda é elevado,

o que pode representar uma barreira para sua adoção em larga escala. Nesse sentido, uma alternativa é prolongar a vida útil dos bancos de baterias e garantir maior eficiência operacional.

Além do estudo de KANG et al. (2022), mencionado no Capítulo 2 e esquematizado na Figura 14, destaca-se também a pesquisa de FERNANDES (2021), que propõe estratégias de comando para o controle de carregadores modulares de baterias. Ao comparar abordagens de controle baseadas nos estados de carga (SoC) e de saúde (SoH), tal estudo evidencia que a escolha adequada da estratégia de controle pode mitigar impactos típicos da GDFV (como flutuações de potência e degradação acelerada das baterias), promovendo maior previsibilidade e estabilidade nos sistemas elétricos. Isso porque, em síntese, a vida útil relativamente limitada das baterias exige planejamento minucioso para substituição e gestão de seu ciclo de vida. Contudo, ao considerar os benefícios proporcionados pelos BESS, tem-se uma alternativa viável e estratégica, especialmente em regiões com elevado potencial de penetração de geração renovável intermitente.

Também é importante debater os desafios práticos para a implementação dessa técnica. A instalação dos sistemas de armazenamento em postes de vias públicas pode expô-los a riscos de furtos e vandalismo, exigindo soluções robustas de proteção física e vigilância. Outro aspecto crítico refere-se ao monitoramento contínuo do sistema: falhas em uma *string* de baterias ou em um inversor, caso não sejam rapidamente identificadas, podem comprometer a confiabilidade do conjunto e reduzir sua efetividade na mitigação de problemas elétricos. Assim, estratégias de supervisão remota, sistemas de alarme e redundância operacional tornam-se essenciais para garantir a segurança e o desempenho sustentado da solução proposta.

Assim, a contribuição desta pesquisa se consolida ao demonstrar, de forma aplicada e fundamentada, que é tecnicamente viável e estrategicamente vantajoso adotar sistemas de armazenamento distribuídos para superar os limites impostos pela alta penetração de fontes renováveis intermitentes. Os resultados obtidos (aumento de 15 pontos percentuais no *hosting capacity* e praticamente o dobro da potência FV instalada admissível) confirmam o papel dos BESS como elemento fundamental para a transição energética, oferecendo às redes de distribuição a flexibilidade e a resiliência necessárias para atender às demandas de um setor em constante evolução.

7.2 Trabalhos Futuros

A partir desta pesquisa desenvolvida e da análise detalhada dos resultados obtidos, tornam-se evidentes algumas oportunidades para a continuidade e o aprofundamento deste estudo. Nesse sentido, identificam-se as seguintes possibilidades para trabalhos futuros:

1. Análise com outros perfis de demanda e geração. Expandir o estudo para considerar variações sazonais e diferentes perfis de carga (residencial, comercial e industrial), de forma a avaliar o comportamento do sistema em cenários de inverno e de variações climáticas extremas.
2. Incorporação de lógica de despacho inteligente para o BESS. Implementar estratégias mais sofisticadas de operação dos armazenadores, tais como algoritmos baseados em aprendizado de máquina ou controle preditivo para operação em tempo real.
3. Avaliação do impacto econômico: complementar a análise técnica com um estudo detalhado sobre os custos e benefícios econômicos da solução proposta, considerando CAPEX (*Capital Expenditure*, do inglês: Despesa de Capital), OPEX (*Operational Expenditure*, do inglês: Despesa Operacional) – dois conceitos fundamentais para avaliação econômica de projetos, especialmente no setor elétrico – e eventuais incentivos regulatórios para redes inteligentes e BESS.
4. Estudo com outros modelos de redes reais. Expandir a abordagem para outros modelos de alimentadores de distribuição (especialmente urbanos e industriais), visando à validação da metodologia em cenários com diferentes características técnicas e topológicas.
5. Análise do impacto na proteção do sistema. Investigar como a inserção de BESS altera a dinâmica de operação dos sistemas de proteção e como ajustes podem ser feitos para garantir seletividade e coordenação adequadas.

7.3 Publicações

Durante a realização do presente estudo, parte dos resultados obtidos foi apresentada e discutida no XXV Congresso Brasileiro de Automática de 2024. Esta participação oportunizou a divulgação dos dados e a interação com a comunidade acadêmica e técnica do setor de energia.

Publicação decorrente deste trabalho:

GARCIA JUNIOR, A. E.; SILVA, S. M. Armazenadores de energia para redução de sobretensões em alimentadores de distribuição com alta penetração de geração fotovoltaica. In: Congresso Brasileiro de Automática – CBA, 2024, São Paulo. Anais [...]. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática, 2024. Disponível em: https://www.sba.org.br/cba2024/papers/paper_5717.pdf. Acesso em: 30 abr. 2025.

REFERÊNCIAS

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6120:1980: *Cargas para o cálculo de estruturas de edificações*. Rio de Janeiro: ABNT, 1980.

Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=123456>. Acesso em: 10 maio 2025.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16149:2013 – *Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5440: *Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos*. Rio de Janeiro, 2014.

Disponível em: https://img.antpedia.com/standard/files/pdfs_ora/20230331/ABNT%20NBR%205440-2014.pdf. Acesso em: 5 maio 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 8451-1:2020 – *Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica – Parte 1: Requisitos*. Rio de Janeiro: ABNT, 2020

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 8451-2:2020: *Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica – Parte 2: Padronização de postes para redes de distribuição de energia elétrica*. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. *Geração distribuída solar fotovoltaica: benefícios líquidos ao Brasil*. São Paulo: ABSOLAR, 2019. Disponível em:

<https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/02/2019.12.13%20Infogr%C3%A1fico%20ABSOLAR%20n%C2%BA%2014.pdf> . Acesso em: 30 abr. 2025.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. *Mercado de armazenamento de energia no Brasil: novas projeções e oportunidades para investidores*. São Paulo: Cenário Energia, 10 fev. 2025. Disponível em:

<https://www.absolar.org.br/noticia/https-cenarioenergia-com-br-2025-02-10-mercado-de-armazenamento-de-energia-no-brasil-novas-projecoes-e-oportunidades-para-investidores/>. Acesso em: 30 abr. 2025.

ADEWUYI, Oludamilare Bode; SHIGENOBU, Ryuto; OOYA, Kazuki; SENJYU, Tomonobu; HOWLADER, Abdul Motin. Static voltage stability improvement with battery energy storage considering optimal control of active and reactive power injection. *Electric Power Systems Research*, v. 172, p. 303–312, 2019. ISSN 0378-7796.

ALELUIA, João; THARAKAN, P. K. M.; CHIKKATUR, Ananth P.; SHRIMALI, Gireesh; CHEN, Xi. Accelerating a clean energy transition in Southeast Asia: role of governments and public policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 159, 112226, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112226>.

ALVES, C. S.; MUNIZ, J. R. da S.; SILVA, L. E. S. e; NUNES, M. V. A.; VIEIRA, J. P. A.; GHENDY, C. Jr. *Alocação ótima de sistemas de armazenamento de energia a baterias para mitigar sobretensão em redes elétricas sob massiva penetração de geração fotovoltaica*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 8., 2020, Santo André. Anais [...]. Santo André: Sociedade Brasileira de Automática, 2020. DOI: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2310>.

AMARAL, D. H. do; SINOHARA, R. Y. *Estudo de caso do banco de baterias LiFePO4 250kW/500kWh instalada na UHE Sérgio Motta Rosana-SP*. 2022. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Rosana, 2022. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/items/17c4f5d3-a9f5-48e2-b425-f51149d02a15>. Acesso em: 18 out. 2024.

ANDRADE, Abner Vinícius de. *Estudo de sistema inversor grid-connected monofásico aplicado à geração fotovoltaica*. 2016. 82 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade de Pernambuco, Escola Politécnica de Pernambuco, Recife, 2016.

Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/304679773_Estudo_de_Sistema_Inversor_Grid-Connected_Monofasico_Aplicado_a_Geracao_Fotovoltaica. Acesso em: 25 fevereiro 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 25 nov. 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015*. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018*. Altera a Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015, para dispor sobre o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa. Brasília: ANEEL, 2018. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018822.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 30 abr. 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023*. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de

distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1.009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 10 fev. 2023. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.059-de-7-de-fevereiro-de-2023-463828999>. Acesso em: 13 maio 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resultados da Chamada de P&D Estratégico da ANEEL nº 21: arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas*. Brasília: [s.n.], 2024. 55 p. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/242638>. Acesso em: 30 abr. 2025.

ARAUJO *et al.* Fontes de energias renováveis: pesquisas, tendências e perspectivas sobre as práticas sustentáveis. *Research, Society and Development*, v. 11, n. 11, e468111133893, 2022 (CC BY 4.0) | ISSN 2525-3409 | DOI: <http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v11i11.33893>

ARIF, S.; RABBI, A. E.; AHMED, S. U.; HOSSAIN LIPU, M. S.; JAMAL, T.; AZIZ, T.; SARKER, M. R.; RIAZ, A.; ALHARBI, T.; HUSSAIN, M. M. *Enhancement of solar PV hosting capacity in a remote industrial microgrid: a methodical techno-economic approach*. *Sustainability*, Basel, v. 14, n. 14, art. 8921, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14148921>.

ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. The IEEE 8500-node test feeder. In: *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2010, New Orleans. Anais [...]. New Orleans: IEEE, 2010. p. 1–6. DOI: 10.1109/TDC.2010.5484381.

BARBOSA, M. W.; OCTAVIANO, M. E. F.; TOSTES, A. C.; ARAUJO, L. R.; ARAUJO, D. R. R. P. *Método para alocação, dimensionamento e gerenciamento da operação de BESS visando redução de perdas elétricas em sistemas de distribuição*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO (CBA), 23., 2020, [Local do evento não informado]. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2020. DOI: <https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1677>

BATTERY UNIVERSITY. Nickel-based batteries. 2021.

Disponível em: <https://batteryuniversity.com/article/bu-203-nickel-based-batteries>. Acesso em: 30 abr. 2025.

BATTERY UNIVERSITY. How does the lead acid battery work? 2022a. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/article/bu-201-how-does-the-lead-acid-battery-work>. Acesso em: 30 abr. 2025.

BATTERY UNIVERSITY. How do lithium batteries work? 2022b. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion>. Acesso em: 10 nov. 2024.

BINDNER, Henrik; EKMAN, Claus; GEHRKE, Oliver; ISLEIFSSON, Fridrik. *Characterization of vanadium flow battery*. Roskilde: Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark, 2011. (Riso-R-1753(EN)).

Disponível em: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/1033711>. Acesso em: 30 abr. 2025.

BIRD, L.; LEW, D.; MILLIGAN, M.; CARLINI, E. M.; ESTANQUEIRO, A.; FLYNN, D.; GOMEZ-LAZARO, E.; HOLTINEN, H.; MENEMENLIS, N.; ORTHS, A.; ERIKSEN, P. B.; SMITH, J. C.; SODER, L.; SORENSEN, P.; ALTIPARMAKIS, A.; YASUDA, Y.; MILLER, J. *Wind and solar energy curtailment: a review of international experience*. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 65, p. 577–586, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082>.

BLOOMBERGNEF. Lithium-ion battery pack prices rise for first time to an average of \$151/kWh. 6 dez. 2022. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>. Acesso em: 30 abr. 2025.

BLOOMBERGNEF. *Global Energy Storage Market Outlook*. Bloomberg Finance L.P., 2024. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-records-biggest-jump-yet/>. Acesso em: 30 abr. 2025.

BORGES, André. *Energia solar ultrapassa geração eólica e passa a ser segunda maior fonte do País*. Estadão, 2023. Disponível em: <https://www.estadao.com.br/economia/energia-solar-ultrapassa-geracao-eolica-e-passa-a-ser-segunda-maior-fonte-do-pais/>. Acesso em: 7 mar. 2023.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022.

BUIATTI, C. A.; OLIVEIRA, F. M.; SILVA, R. T.; SOUSA, L. F.; PEREIRA, M. G. *Análise técnica do emprego de armazenadores de energia em circuitos de baixa tensão para realização de serviço ancilar de regulação de tensão*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (CBQEE), 2023. Anais [...]. [S.l.]: IEEE, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/CBQEE59548.2023.10503825>.

CAI, Qingpeng et al. *Reinforcement learning driven heuristic optimization*. In: Proceedings of the 1st Workshop on Deep Reinforcement Learning for Knowledge Discovery (DRL4KDD'19), August 5, 2019, Anchorage, AK, USA. New York: ACM, 2019. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/1906.06639>. Acesso em: 14 maio 2025.

CAI, Sheng; XIE, Yunyun; WU, Qiuwei; ZHANG, Menglin; JIN, Xiaoqing; XIANG, Zhihui. Distributionally robust microgrid formation approach for service restoration under random contingency. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 6, p. 4926–4937, nov. 2021. DOI: 10.1109/TSG.2021.3095485.

CAMPOS, F. M.; ARAÚJO, D. N.; TOLEDO, O. M.; FERNANDES, L.E. S.; BORBA, A. T. A. *Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no Brasil*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (CBENS), 9., 2022, Florianópolis. Anais [...]. Florianópolis: ABENS, 2022. DOI: <https://doi.org/10.59627/cbens.2022.1138>.

CANSIZ, Ahmet; FAYDACI, Cagri; QURESHI, Muhammad Talha; USTA, Omer; MCGUINNESS, Daniel Tunç. Integration of a SMES–Battery-Based Hybrid Energy Storage System into Microgrids. *Journal of Superconductivity and Novel Magnetism*, v. 31, p. 1449–1457, 2018. DOI: 10.1007/s10948-017-4338-4.

- CASTRO, Fernando Ferreira de; GÓES, Geraldo Sandoval; PEITER, Carlos Cesar; GÓES, Guilherme Sandoval. *Transição energética para fontes de energia renováveis e sua dependência por minerais críticos: aspectos geoeconômicos*. Brasília, DF: IPEA, 2024. 27 p. (Texto para Discussão, n. 3051). Disponível em: https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/16105/1/TD_3051_Web.pdf. Acesso em: 24 maio 2025.
- CAVALCANTE, Maycon de Araujo; LOPES, Rogério Santiago; SANTOS, Wilker José Caminha dos; RIBEIRO, Edgard Augusto Nascimento. Os impactos da tecnologia de energia solar On-Grid e Off-Grid para o meio ambiente e seus aspectos positivos. *E-Acadêmica*, v. 3, n. 3, e6433382, 2022. Disponível em: <https://www.eacademica.org/eacademica/article/download/382/279>. Acesso em: 24 maio 2025
- CEMIG. *Mapa de disponibilidade de geração distribuída*. Disponível em: <<https://geo.cemig.com.br/mca/Secure/Authorize?ReturnUrl=%2Fmca>>. Acesso em: 27 jun. 2023.
- CHATZIGEORGIOU, N. G.; THEOCHARIDES, S.; MAKRIDES, G.; GEORGHIOU, G. E. *A review on battery energy storage systems: applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector*. *Journal of Energy Storage*, v. 86, 111192, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111192>.
- CHAUDHARY, P.; RIZWAN, M. Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 3279–3287, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.017>
- CHEN, G.; WU, Y.; LIN, Y.; LIN, T. *Adaptability analysis of distribution network to distributed generation considering hosting capacity and absorption capability*. In: INNOVATIVE TOOLBOX FOR DISTRIBUTION GRID PLANNING, 2024. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2024.
- CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Progress in Natural Science*, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.
- CHHETRI, Abhay; SAINI, Devender Kumar; YADAV, Monika. Applications of BESS in Electrical Distribution Network with Renewable Energy Sources: A Review. *IEEE Access*, v. 12, p. 8267–8287, 2024. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3514842
- CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIAS SOLARES E EÓLICAS SERGIO DE SALVO BRITO; CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. 2. ed. rev. e ampl. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014. 572 p.
Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 15 março 2025.
- DECKMANN, Sigmar Maurer; POMILIO, José Antenor. *Qualidade da energia elétrica: conceituação e processamento digital*. São Paulo: Blucher, 2024.

DENHOLM, P. *et al.* Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart (NREL/TP-6A20-65023). Technical Report, n. November, p. 46, 2015. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65453.pdf>>

DING, Yueming *et al.* Coordinated control strategy for rooftop PV of Chinese rural considering the perspective of grid companies. *IEEE Open Journal of Power Electronics*, 2023. Art. OJ-PEL-2023-0053.

DOE – Department of Energy (United States of America). *Energy Storage Grand Challenge: Roadmap*. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, 2020. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/12/f81/Energy%20Storage%20Grand%20Challenge%20Roadmap.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2025.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference Guide: *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, 2020. Disponível em: <https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf>. Acesso em: 5 maio 2025.

EICHSTÄDT, Guilherme; CARDOSO FILHO, Ricardo de Souza; LEOBET, Vitor; MEZARROBA, Marcello. Estudo de inversores não autônomos associados a autotransformadores multipulsos para cogeração fotovoltaica. In: 26º Seminário de Iniciação Científica da UDESC, 2016. Disponível em: https://www1.udesc.br/arquivos/id_submenu/2551/68.pdf. Acesso em: 14 maio 2025.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano decenal de expansão de energia 2032*. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. Acesso em: 30 abr. 2025.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2050*. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 30 abr. 2025.

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. *OpenDSS (Open Distribution System Simulator)* [programa de computador]. Versão consultada em 2024. [S.l.]: EPRI, 2024. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. Acesso em: 30 junho 2024.

E-REDES. Manual de ligações à rede elétrica de serviço público. 9. ed. Lisboa: E-REDES, 2018. Disponível em: https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2019-02/EDPDistribui%C3%A7%C3%A3o_Manual_Ligacoes_Rede_2018_9%C2%AA_edi%C3%A7%C3%A3o.pdf. Acesso em: 10 abril 2025.

EVESCO. Behind the meter vs. front of the meter – what’s the difference? 2025. Disponível em: <https://www.power-sonic.com/blog/behind-the-meter-vs-front-of-the-meter/>. Acesso em: 16 abr. 2025.

- FABIANO, M. R. *O papel de geradores fotovoltaicos na regulação de tensão em redes de baixa tensão residenciais: estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica da mitigação da elevação de tensão*. 2017. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, PB, 2017.
- FARIVAR, M.; CLARKE, C.; LOW, S. H. Optimal inverter VAR control in distribution systems with high PV penetration. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, Detroit. Anais [...]. Piscataway: IEEE, 2011. p. 1–7. DOI: 10.1109/PES.2011.6039707.
- FARRET, F. A.; SIMÕES, M. G. *Integration of alternative sources of energy*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2006. 504 p.
- FATIMA, Samar; PÜVI, Verner; LEHTONEN, Matti. *Review on the PV hosting capacity in distribution networks*. *Energies*, Basel, v. 13, n. 18, p. 1–27, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13184756>. Acesso em: 14 maio 2025.
- FERNANDES, Nicolas Tadeu Domingues. *Estratégias de comando para o controle de carregadores modulares de baterias*. 2021. 114 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia, Belo Horizonte, 2021.
Disponível em: < https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/42081/1/Tese_final.pdf. Acesso em 12 janeiro 2025.
- GARCIA JUNIOR, A. E.; SILVA, S. M. Armazenadores de energia para redução de sobretensões em alimentadores de distribuição com alta penetração de geração fotovoltaica. In: *Congresso Brasileiro de Automática – CBA, 2024*, São Paulo. Anais [...]. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática, 2024. Disponível em: https://www.sba.org.br/cba2024/papers/paper_5717.pdf. Acesso em: 30 abr. 2025.
- GEA: *Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 2012.
- GOLDEMBERG, J. *Energy transitions in the developing countries*. International Energy Initiative – IEI Brasil. *Energy Discussion Papers*, vol. 2, n. 1. Campinas, Brasil. 2019.
- GOODENOUGH, J. B.; PARK, K.-S. *The Li-Ion Rechargeable Battery: A Perspective*. *Journal of the American Chemical Society*, v. 135, n. 4, p. 1167–1176, 2013.
DOI: <https://doi.org/10.1021/ja3091438>.
- HALL, Peter J.; BAIN, Euan J. Energy-storage technologies and electricity generation. *Energy Policy*, v. 36, n. 12, p. 4352–4355, dez. 2008. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.09.037.
- HEIN, H. (2021). *Painéis solares: mitos e verdades sobre o descarte dos módulos fotovoltaicos*. Canal Solar. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/paineis-solares-mitos-e-verdades-sobre-o-descarte-dos-equipamentos/>

HOU, Zhaoxia; CHEN, Xi; LIU, Jun; HUANG, Ziyi; CHEN, Yan; ZHOU, Mingyue; LIU, Wen; ZHOU, Henghui. Towards a high efficiency and low-cost aqueous redox flow battery: a short review. *Journal of Power Sources*, v. 601, p. 234242, 2024. DOI: [10.1016/j.jpowsour.2024.234242](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2024.234242).

IEA – International Energy Agency. *The role of critical minerals in clean energy transitions: mineral requirements for clean energy transitions*. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions/mineral-requirements-for-clean-energy-transitions>. Acesso em: 24 maio 2025.

IEA – International Energy Agency. *World Energy Outlook 2023*. Paris: IEA, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Acesso em: 30 abr. 2025.

IEA – International Energy Agency. *Active power management of photovoltaic systems – state of the art and technical solutions*. IEA PVPS Task 14. Report IEA-PVPS T14-15:2024. [S.l.]: International Energy Agency, 2024. ISBN 978-3-907281-46-8. Disponível em: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/01/IEA-PVPS-T14-15-REPORT-Active-Power-Management.pdf>.> Acesso em: 30 abr. 2025.

IEA – International Energy Agency. *Batteries and secure energy transitions*. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>. Acesso em: 30 abr. 2025.

IRENA. *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.

Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. Acesso em: 30 abr. 2025.

IRENA. *Utility-scale batteries: innovation landscape brief*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019. Disponível em:

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Utility-scale-batteries_2019.pdf. Acesso em: 30 abr. 2025.

KANG, W.; CHEN, M.; GUAN, Y.; WEI, B.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. *Event-triggered distributed voltage regulation by heterogeneous BESS in low-voltage distribution networks*. *Applied Energy*, v. 312, art. 118597, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118597>.

KHOMARUDIN, R.; BANJAR-NAHOR, K. M.; HARIYANTO, N. *Mathematical hosting capacity calculation due to arise voltage using the equation of line approach*. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ENGINEERING AND RENEWABLE ENERGY (ICPERE), 5., 2022, Bandung. Proceedings [...]. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–6.

KLEINBERG, M.; HARRISON, J.; MIRHOSSEINI, N. *Using energy storage to mitigate PV impacts on distribution feeders*. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES (ISGT), 2014, Washington, DC, EUA. Anais [...]. [S.l.]: IEEE, 2014. p. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT.2014.6816489>.

- KOUSKSOU, T.; BRUEL, P.; JAMIL, A.; EL RHAFIKI, T.; ZERAOULI, Y. Energy storage: applications and challenges. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 120, p. 59–80, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.015>.
- LÁZARO, E.; MARTINS, F.; CAPINGOTE, M.; PIRES, N.; DIAS, D.; FREIRE FILHA, L. G. O ser humano e o domínio do fogo. *Gestão & Tecnologia*, 1, 04-16. v. 1 n. 36 (2023). ISSN 2176-2449.
- LAZZARIN, Telles Brunelli. *Paralelismo de inversores de tensão aplicado a nobreaks: teoria, estratégias de controle e exemplo de projeto*. Florianópolis: Instituto Federal de Santa Catarina, 2012. 162 p. ISBN 978-85-64426-43-6
- LIMA, Paulo Raimundo Gomes de. *Estudo dos impactos técnicos da inserção de carregadores de veículos elétricos em alimentadores de distribuição*. 2024. 94 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2024. Orientador: Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/72113>. Acesso em: 30 abr. 2025.
- LUSIS, P.; ANDREW, L. L. H.; LIEBMAN, A.; TACK, G. *Interaction Between Coordinated and Droop Control PV Inverters*. In: Proceedings of the Eleventh ACM International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '20), 22–26 June 2020, Virtual Event, Australia. New York: ACM, 2020. p. 1–11. DOI: 10.1145/3396851.3397692
- LUND, Peter D.; LINDGREN, Juuso; MIKKOLA, Jani; SALPAKARI, Jyri. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 45, p. 785–807, 2015. DOI: [10.1016/j.rser.2015.01.057](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057).
- LUO, Xing; WANG, Jihong; DOONER, Mark; CLARKE, Jonathan. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, v. 137, p. 511–536, 2015. DOI: [10.1016/j.apenergy.2014.09.081](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081).
- MA, S.; XU, Y. P.; LI, X. F.; WANG, Y. F.; ZHANG, N.; XU, Y. R. *Research on reduction of solar power curtailment with grid connected energy storage system based on time-series production simulation*. *Energy and Power Engineering*, v. 9, p. 162–175, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.4236/epe.2017.94B020>. Acesso em: 30 abr. 2025.
- MARQUES, V. C. *Regulação de tensão com injeção de potência reativa de sistema fotovoltaico conectado à rede monofásica*. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2019.
- MME – Ministério de Minas e Energia. *Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD)*. Brasília: MME, 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/document-0-896106613761072.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2025.
- MROZIK, W.; RAJAEIFAR, M. A.; HEIDRICH, O.; CHRISTENSEN, P. *Environmental impacts, pollution sources and pathways of spent lithium-ion batteries*. *Energy & Environmental Science*, v. 14, n. 12, p. 6099–6121, 2021. DOI: 10.1039/D1EE00691F.

- NACMANSON, W. J.; OCHOA, L. F. *Recommendations for the planning of PV-rich distribution networks: an Australian case study*. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM), 2022, Denver, CO, EUA. Anais [...]. [S.l.]: IEEE, 2022. DOI: [10.1109/PESGM48719.2022.9917245](https://doi.org/10.1109/PESGM48719.2022.9917245)
- NASCIMENTO, Viviane Tavares. *Estruturação estratégica da viabilidade social, técnica e de mercado para a transitabilidade de BESS voltado ao crescimento de geradores distribuídos e transição energética*. 2022. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-10032023-105312/>. Acesso em: 22 abr. 2025.
- NAVARRO, B. B.; NAVARRO, M. M. *A comprehensive solar PV hosting capacity in MV and LV radial distribution networks*. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE (ISGT EUROPE), 2017, [Local do evento não informado]. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2017.
- NEGREIROS, Gustavo Fernandes de. *Impacto na regulação de tensão em redes de distribuição de média tensão decorrentes da inserção de geradores fotovoltaicos*. 2023. 114 f. Tese (Doutorado em Tecnologias Energéticas e Nucleares) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2023.
- NIEDERHUEMER, S.; SCHWALBE, D. *Increasing PV hosting capacity in LV grids with a probabilistic planning approach*. In: CIRED - Open Access Proceedings Journal, v. 2017, n. 1, p. 2287–2290, 2017.
- OCHOA, L. F. *Increasing the PV Hosting Capacity of Distribution Networks: The Role of Smart Inverters and Storage*. Palestra apresentada no âmbito do IEEE PES Distinguished Lecturer Program. MEA KlongToei Office, Bangkok, Tailândia, 2019.
- OLIVEIRA, Humberto Koski de. *Sistema de armazenamento de energia por baterias: histórico, análise tecnológica e aplicação em redes de distribuição de energia elétrica*. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2024.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Submódulo 14.1 – Administração dos serviços ancilares: visão geral*. Procedimentos de Rede. Revisão 2019.08. Vigente a partir de 16 ago. 2019. Disponível em: <https://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/M%C3%B3dulo%2014/Subm%C3%B3dulo%2014.1/Subm%C3%B3dulo%2014.1%202019.08.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2025.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Carga e geração*. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>. Acesso em: 30 abr. 2025.
- ORTIZ-VILLALBA, D. F.; SALTOS-RODRÍGUEZ, M. A.; JAMI-RUIZ, H.; TIPANLUISA-CANDO, J. *Assessing the impact of distributed generation on power distribution systems*. In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA), 2023, San Juan, Porto Rico. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2023. p. 470–474. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA56058.2023.10328273>.

- PAIXÃO, Joelson Lopes da; ABAIDE, Alzenira da Rosa; SAUSEN, Jordan Passinato. *Análise do impacto da microgeração fotovoltaica na rede de distribuição de energia elétrica*. Brazilian Journal of Development, Curitiba, v. 7, n. 1, p. 2887–2911, jan. 2021. DOI: 10.34117/bjdv7n1-197.
- PEREIRA, L. D. de L.; HONORATO, I. H.; SANTOS, A. C.; SOUZA, R. R.; SANTANA, K. B.; SILVA, A. A. de A.; FARDIN, J. F. *Alocação ótima de geração distribuída e banco de baterias para restrição de tensão e redução de perdas*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE (SBAI), 14., 2019, Ouro Preto. Anais [...]. Ouro Preto: Sociedade Brasileira de Automática, 2019. p. [número de páginas].
- PEREIRA, Rômulo Silva da Costa. *Logística reversa de resíduos de equipamentos elétricos e eletrônicos: proposta de indicadores de monitoramento para órgãos ambientais*. 2018. 138 f. Dissertação (Mestrado em Saúde Pública) – Faculdade de Saúde Pública, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.
- PITRA, Giovani Manuel; MUSTI, K. S. Sastry. *Duck Curve with Renewable Energies and Storage Technologies*. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE AND COMMUNICATION NETWORKS (CICN), 13., 2021, [Local do evento não informado]. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2021. p. 66–71. DOI: <https://doi.org/10.1109/CICN51697.2021.9574671>.
- RADATZ, Paulo. *Modelagem de sistemas elétricos no OpenDSS*. YouTube, 21 nov. 2015. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=DfzIglpCDuk>. Acesso em: 8 maio 2025.
- RADATZ, P. R. R. F. *Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica*. 2020. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.
- Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-20032020-074934/publico/PauloRicardoRadatzdeFreitasCorr20.pdf>
- ROSOLEM, J. O. *et al.* *Estado da arte de baterias avançadas para sistemas fotovoltaicos*. Revista Brasileira de Energia Solar, São Paulo, v. 7, n. 1, p. 35–50, 2016.
- SALEEM, M. I.; SAHA, S.; IZHAR, U.; ANG, L. *Optimized energy management of a solar battery microgrid: an economic approach towards voltage stability*. Journal of Energy Storage, v. 81, p. 111876, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111876>.
- SASSI, Rodrigo Montagner. *Estudo de compensação de reativos por banco de baterias*. 2024. 68 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2024. Orientadora: Ana Paula Carboni de Mello. Disponível em: <https://dspace.unipampa.edu.br/bitstream/rii/9549/1/Rodrigo%20Montagner%20Sassi%20-%202024.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2025.

SHI, Y.; WANG, Z.; ZHANG, Y.; LI, H. *Analyzing impact of BESS allocation on hosting capacity in distribution networks*. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM (NAPS), 2022, Salt Lake City, UT, USA. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2022.

DOI: <https://doi.org/10.1109/NAPS56150.2022.10012229>.

SILVA, F. C. A.; BELCHIOR, F. N.; FONSECA, M. N. Sistema fotovoltaico off-grid com baterias em zona rural – estudo de caso. *Revista Observatorio de la Economía Latinoamericana*, Curitiba, v. 23, n. 1, p. 1–21, 2025. DOI: <https://doi.org/10.55905/oelv23n1-126>.

SILVA, J. R. N.; MIRANDA, M. O. *Análise do Marco Legal da Geração Distribuída (Lei 14.300 de 2022 e REN 1.059 de 2023) para o Grupo B Optante*. Salvador, BA: Repositório Universitário da Ânima, 2023. Disponível em: <https://repositorio-api.animaeducacao.com.br/server/api/core/bitstreams/be535b82-23f6-4d5e-88b1-9d2af81d9a9d/content>

SILVA, Rogério Diogne de Souza e. *Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro: armazenamento de energia em baterias*. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2022. (Texto para Discussão, n. 2746).

Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/11111>. Acesso em: 30 abr. 2025.

SILVA, Yáscara F. F. Costa e; BORTONI, Edson C. Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: características, oportunidades e barreiras. *Revista Brasileira de Energia*, v. 22, n. 1, p. 48–65, 2016. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/351>.

SINGH, P.; BISHNOI, S. K.; MEENA, N. K.; YANG, J. *Simultaneous integration of renewable power generation and battery energy storage in distribution networks*. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS (ICPS), 8., 2019, Jaipur. Anais [...]. Jaipur, Índia: IEEE, 2019. p. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICPS48983.2019.9067684>.

SINTON, R. A. *The perception that PV curtailment is “waste” can have major effects on resource planning*. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 52., 2024, Seattle. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2024. p. 1195–1200. DOI: <https://doi.org/10.1109/PVSC57443.2024.10749205>.

SOUZA, João Paulo Assunção de. *Análise de sistemas de armazenamento de energia com baterias em uma rede real de distribuição de energia em média tensão*. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020.

SOUZA, V.; FIGUEIREDO, A. M. R.; BENINI, E. G. Reciclagem de resíduos fotovoltaicos: mecanismos de gerenciamento e políticas públicas no estado brasileiro. In: MEIO AMBIENTE, TECNOLOGIAS E DEMANDAS CONTEMPORÂNEAS PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. v. 1, p. 255–279, 2023.

SUNARK. MobileArk Mobile LiFePO₄ Battery Pack. [S.l.]: Sunark, 2023. Disponível em: <https://sunark.com/wp-content/uploads/2023/11/MobileArk-Mobile-LiFePO4-Battery-Pack.pdf> Acesso em: 5 maio 2025.

TEIXEIRA, L. de G. *et al.* Análise dos impactos da difusão da geração distribuída fotovoltaica nas redes reais de baixa tensão considerando estratégias de controle do inversor. In: Congresso Brasileiro de Automática – CBA, 2018. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2018. 8 p.

TER-GAZARIAN, A. G. *Energy storage for power systems*. 2. ed. London: Institution of Engineering and Technology, 2011. 296 p. ISBN 978-1-84919-219-4.

THARWAT, Alaa; GABER, Tarek; HASSANIEN, Aboul Ella; ELNAGHI, Basem E. Particle Swarm Optimization: A Tutorial. In: HASSANIEN, Aboul Ella; SNÁŠEL, Václav (ed.). *Handbook of Research on Machine Learning Innovations and Trends*. Hershey, PA: IGI Global, 2017. Cap. 26, p. 614–635. ISBN 978-1-5225-2229-4.

Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/318284232_Tharwat_A_Gaber_T_Hassanien_A_E_Elnaghi_B_E_2017_Particle_Swarm_Optimization_A_Tutorial_In_Handbook_of_Research_on_Machine_Learning_Innovations_and_Trends_pp_614-635_IGI_Global. Acesso em: 14 fevereiro 2025.

TONKOSKI, Reinaldo; TURCOTTE, Dave; EL-FOULY, Tarek H.M. Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3, n. 3, p. 518–527, 2012. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2191425.

TORQUATO, R.; SALLES, D.; PEREIRA, C. O.; MEIRA, P. C. M.; FREITAS, W. *A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low-voltage distribution systems*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, abr. 2018. DOI: [10.1109/TPWRD.2018.2798707](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2018.2798707).

UNAHALEKHAKA, P.; SRIPAKARACH, P. *Reduction of Reverse Power Flow Using the Appropriate Size and Installation Position of a BESS for a PV Power Plant*. *IEEE Access*, v. 8, p. 99118–99127, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2997821>. Acesso em: 10 janeiro 2024.

VAZQUEZ, S.; LUKIC, S. M.; GALVAN, E.; FRANQUELO, L. G.; CARRASCO, J. M. Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2076414>.

WAN, Dai; FAN, Kailun; HE, Jingyu; ZHANG, Haochong; YANG, Gexing; DUAN, Xujin. *Research on assessment method of maximum distributed generation hosting capacity in distribution system with high shares of renewables and power electronics*. *PLOS ONE*, [S.l.], v. 19, n. 11, p. e0313164, 2024.

Disponível em: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0313164>. Acesso em: 15 maio 2025.

XAVIER, L. S.; CUPERTINO, A. F.; PEREIRA, H. A. *Ancillary services provided by photovoltaic inverters: single and three phase control strategies*. *Computers & Electrical Engineering*, v. 70, p. 102–121, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2018.06.004>.

APÊNDICE A

OpenDSS

A.1 Contextualização

A modelagem do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) em ambientes de simulação computacional é fundamental para garantir a precisão das análises realizadas. Neste estudo, o *software* OpenDSS foi utilizado como ferramenta para a modelagem e simulação do alimentador de energia IEEE 8500. No referido *software*, a implementação de sistemas de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) e Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica – BESS (do inglês, *Battery Energy Storage System*) foi realizada, respectivamente, com a inserção de elementos: *PV System* e *Storage*.

Contudo, além destes dois elementos, especificamente inseridos para representar as unidades de GDFV e BESS Distribuídos nesta pesquisa, a construção do modelo do SDEE demandou a utilização de diversos outros elementos básicos do OpenDSS que compõem a infraestrutura da rede elétrica de distribuição. Tais componentes, essenciais para garantir a precisão da modelagem do circuito no OpenDSS, foram devidamente parametrizados e configurados. Isso possibilitou a análise realista do comportamento elétrico do sistema diante das distintas condições de operação simuladas.

Assim, considerando a relevância e a diversidade destes elementos, fundamentais para a caracterização do circuito, as seções seguintes deste Apêndice têm como objetivo detalhar, mesmo que de forma bem resumida, a aplicação e o papel de cada um deles no contexto da modelagem do SDEE.

A.2 Introdução

Segundo RADATZ (2015), o OpenDSS é uma ferramenta desenvolvida para resolver sistemas de distribuição de energia elétrica através de uma modelagem matemática.

A Figura A.1 mostra um caso genérico de uma rede de distribuição com elementos básicos.

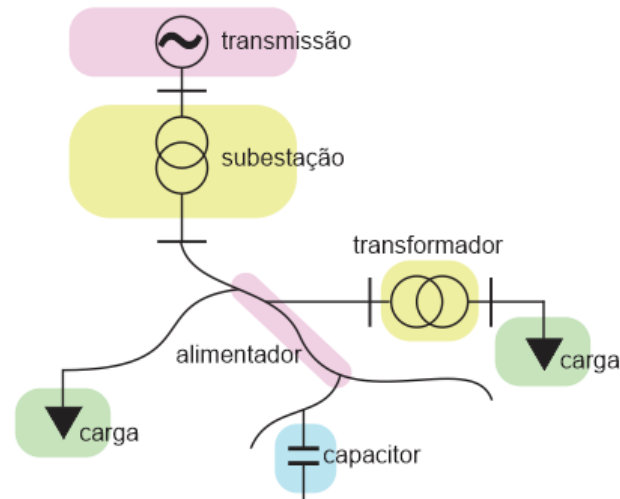


Figura A.1 – Esquema genérico de uma rede de distribuição.

Fonte: Do autor, 2023.

Fazendo um paralelo entre o esquema da Figura A.1 e o OpenDSS, a parte da transmissão será modelada no *software* pelo elemento *Circuit*. A subestação e demais transformadores dos consumidores serão evidenciados pelo elemento *Transformer*. As cargas serão representadas como elemento *Load*. O capacitor como elemento *Capacitor* (mesma palavra do inglês). Por fim, o trecho de linha é modelado no OpenDSS como elemento *Line*.

Ou seja, faz-se necessário compreender a forma para programar o OpenDSS dos seguintes modelos:

- *Circuit*;
- *Transformer*;
- *Load*;
- *Capacitor*;
- *Line*.

A.3 Equivalente de Thévenin (*Circuit*)

De acordo com LIMA (2024), na linha de código do OpenDSS, o Equivalente de Thévenin (elemento *Circuit*, como é referenciado no *software*), é declarado para estabelecer uma barra de referência nos cálculos de fluxo de potência do circuito modelado. Esse elemento é interpretado como uma representação da rede de transmissão a partir da perspectiva da subestação de distribuição. Ou ainda, como a própria subestação; vista do ponto de vista do alimentador.

Na programação do OpenDSS, tal função é desempenhada pelo comando *Circuit*, o qual se caracteriza por possuir apenas um terminal (conexão) de acesso. Além disso, a declaração deste elemento é indispensável para a modelagem de qualquer SDEE junto ao *software* (DUGAN; MONTENEGRO, 2022). Os principais parâmetros associados ao elemento *Circuit* estão apresentados na Tabela B.1.

Tabela B.1 – Principais parâmetros do elemento *Circuit*

Parâmetro	Descrição
<i>basekV</i>	Tensão de linha nominal (em kV)
<i>angle</i>	Ângulo da barra no qual o equivalente está conectado
<i>bus1</i>	Barra no qual o terminal de acesso, do equivalente, está conectado
<i>r1</i>	Resistência de sequência positiva da fonte (em Ω)
<i>x1</i>	Reatância de sequência positiva da fonte (em Ω)
<i>Mvasc3</i>	Potência de curto-circuito trifásica (em MVA)
<i>Mvasc1</i>	Potência de curto-circuito monofásica (em MVA)
<i>pu</i>	Valor por unidade da tensão da barrar

Fonte: Adaptado de (LIMA, 2024)

A seguir, segue um exemplo de como declarar o elemento *Circuit* no OpenDSS, como equivalente da subestação:

```
New Circuit.Subestação bus1=BusSub basekV=13.8 phases=3 Mvasc3=250 pu=1.04 angle=0.0
~ r1=0.01 x1=0.003
```

A.4 Transformador (*Transformer*)

Segundo LIMA (2024), no OpenDSS o transformador é modelado como um elemento responsável pelo transporte de energia; sendo sua declaração no *software* representada pela palavra *Transformer*. Além disso, assim como no campo prático, ele pode possuir dois ou mais terminais e enrolamentos. Nesse contexto, dependendo do tipo de ligação adotado, o número de condutores associados a cada terminal é sempre superior em uma unidade ao número de fases do transformador; sendo o condutor adicional usualmente destinado à conexão do neutro (DUGAN; MONTENEGRO, 2022). Os principais parâmetros relacionados ao elemento *Transformer* estão apresentados na Tabela B.2.

Tabela B.2 – Principais parâmetros do elemento *Transformer*

Parâmetro	Descrição
<i>phases</i>	Número de fases
<i>winding</i>	Número de enrolamento
<i>bus</i>	Nomes das barras a qual os terminais do elemento é conectado
<i>xhl</i>	Reatância série (em pu)
<i>%loadloss</i>	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
<i>%noloadloss</i>	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
<i>wdg</i>	Enrolamento que receberá os parâmetros a seguir
<i>conn</i>	Ligação dos enrolamentos
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal do terminal/enrolamento (em kV)
<i>kVA</i>	Potência nominal do terminal (em kVA)
<i>tap</i>	Tensão do Tap utilizado (em pu)

Fonte: Adaptado de (LIMA, 2024)

A seguir, segue um exemplo de como declarar o elemento *Transformer* no OpenDSS. Esse transformador é trifásico; com enrolamentos primário e secundário; a impedância entre os enrolamentos é de 6%, referida ao lado de alta tensão; as perdas que ocorrem no transformador, quando este está em plena carga, são definidas em 1% da potência nominal; as perdas que ocorrem quando o transformador está energizado, mas sem carga, representando 0,5% da potência nominal; a corrente magnetizante correspondente a 0,5% da corrente nominal. Para o enrolamento primário tem-se: está conectado na barra de nome “1”; possui uma tensão nominal de 69 kV; tem uma potência nominal de 12500 kVA; e é conectado em delta. Para o enrolamento secundário, o

transformador está conectado à barra 3.1.2.3.0 (fases nos terminais 1, 2, 3 e neutro no 0), que indica as conexões para as fases e neutro no lado secundário; possui uma tensão nominal de 13,8 kV; uma potência nominal de 12500 kVA; e é conectado em estrela (possibilitando a conexão do neutro). Além disso, a faixa de tap ($MinTap=0.9$ / $MaxTap=1.10$), indica que o transformador possui capacidade de regulagem de tensão, podendo variar entre 90% e 110% da tensão nominal do secundário.

```
New Transformer.T1 phases=3 xhl=6 winding=2 %loadloss=1 %noloadloss=0.5 %imag=0.5
~ wdg=1 bus=1 kV=69 kVA=12500 conn=delta
~ wdg=2 bus=3.1.2.3.0 kV=13.8 kVA=12500 conn=wye MinTap=0.9 MaxTap=1.10
```

A.5 Carga (Load)

De acordo com LIMA (2024), no OpenDSS, as cargas podem ter sua potência especificada de diferentes formas: por meio da potência ativa (kW), combinada com o fator de potência (fp); pela potência ativa (kW), juntamente com a potência reativa (kVAr); ou ainda por meio da potência aparente (kVA) e o fp. Além disso, o valor da carga pode ser ajustado ao longo do tempo por meio de multiplicadores. Estes podem ser definidos globalmente para todo o circuito ou associados a curvas de carga específicas em determinados períodos. O elemento utilizado para representar as cargas no OpenDSS é denominado *Load*, e, por padrão (por *default*), são definidas como cargas balanceadas (DUGAN; MONTENEGRO, 2022). A Tabela B.3 apresenta os principais parâmetros do elemento *Load*.

A seguir, segue um exemplo de como declarar o elemento *Load* no OpenDSS. Para essa demonstração, implementa-se uma carga trifásica e desbalanceada.

Carga trifásica desbalanceada

```
New Load.faseA phases=1 conn=wye model=1 bus=4.1 kV=2.4 kVA=750 pf=0.85
New Load.faseB phases=1 conn=wye model=1 bus=4.2 kV=2.4 kVA=1000 pf=0.90
New Load.faseC phases=1 conn=wye model=1 bus=4.3 kV=2.4 kVA=1230 pf=0.95
```

Para efeito comparativo, segue também um exemplo de carga balanceada.

Carga trifásica balanceada

New Load.CargaBalanceada phases=3 conn=wye model=1 bus=4.1.2.3
 $\sim kV=2.4 \text{ kVA}=2980 \text{ pf}=0.90$

Tabela B.3 – Alguns dos principais parâmetros do elemento *Load*

Parâmetro	Descrição
bus	Nome da barra a qual a carga é conectada
phases	Número de fases
kV	Tensão nominal
kW	Potência ativa nominal
kVA	Potência aparente nominal
kVAr	Potência reativa nominal
pf	Fator de potência
model	Especifica o modelo de carga
daily	Curva diária associada (para análise em um período diário)

Fonte: Adaptado de (LIMA, 2024)

Vale a pena ressaltar que o parâmetro *model=1* faz referência a um modelo de carga constante em potência (potência constante). Outros modelos, assim como outros parâmetros, podem ser consultados no manual do *software*.

A.6 Capacitor (*Capacitor*)

Segundo LIMA (2024), uma primeira consideração a ser feita nessa análise do elemento *Capacitor*, é lembrar que este não é e tão pouco se comporta como uma carga. Outra observação importante deve-se ao fato de que, no ambiente OpenDSS, além do valor da tensão de linha (no caso de capacitor monofásico) ou tensão de fase (nos casos de capacitores polifásicos), faz-se necessário repassar ao *software*, o valor da potência reativa trifásica.

A Figura A.2 mostra um banco trifásico de capacitores sob conexão estrela aterrada na barra 2 (exemplo meramente didático, para exemplificar a declaração do elemento junto ao código).

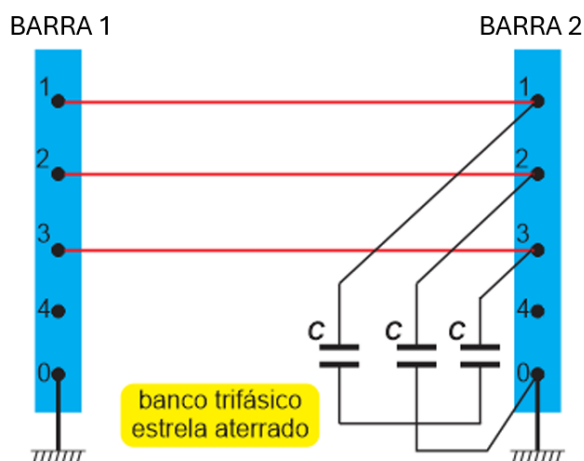
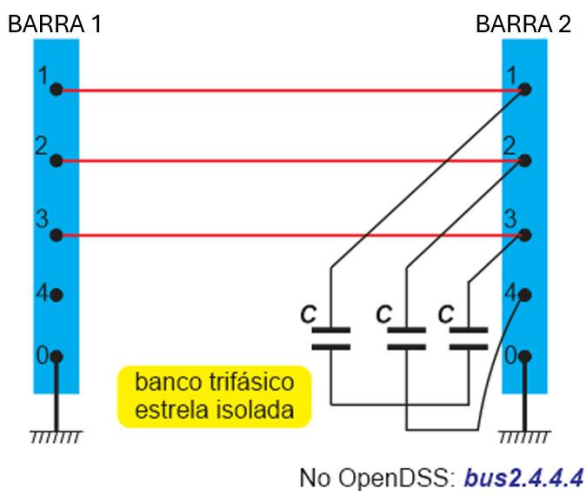


Figura A.2 – Banco trifásico de capacitores (estrela aterrada).
 Fonte: Do autor, 2023.

O código, contendo apenas a declaração dos parâmetros deste arranjo de capacitores, que será denominado como BANCO_1, pode ser escrito da seguinte forma:

```
New capacitor.BANCO_1 phases=3 bus1=400 kvar=100 kv=0.22
```

A Figura A.3 mostra um banco trifásico de capacitores sob conexão estrela isolada na barra 2 (exemplo meramente didático).



No OpenDSS: **bus2.4.4.4**

Figura A.3 – Banco trifásico de capacitores (estrela isolada).
 Fonte: Do autor, 2023.

O código, contendo apenas a declaração dos parâmetros deste arranjo de capacitores, que será denominado como BANCO_2, pode ser escrito da seguinte forma:

```
New capacitor.BANCO_2 phases=3 bus1=2.4.4.4 kvar=100 kv=0.22
```

A Figura A.4 mostra um banco monofásico de capacitores.

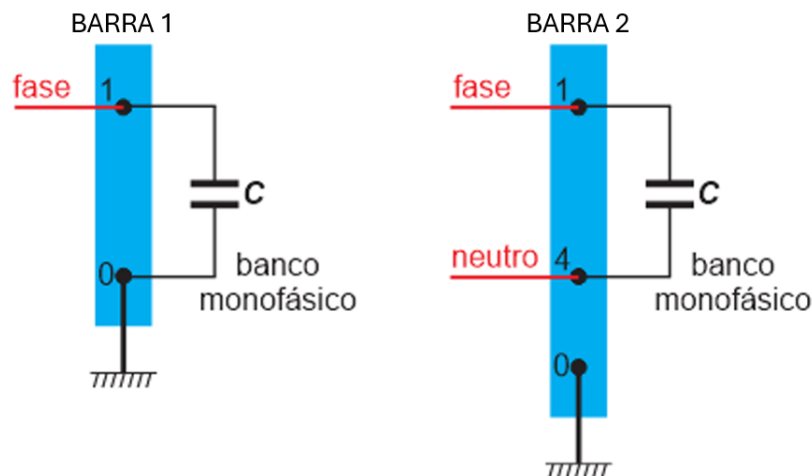


Figura A.4 – Banco de capacitores monofásico.

Fonte: Do autor, 2023.

Para o caso fase-terra, o código, contendo apenas a declaração dos parâmetros deste arranjo de capacitores, que será denominado como BANCO_3, pode ser escrito da seguinte forma:

```
New capacitor.BANCO_3 phases=1 bus1=400.1 kvar=100 kv=0.127
```

!Nesse caso, por tratar-se de um banco monofásico, a tensão utilizada é a de fase.

Já no caso isolado (fase-neutro), o código, contendo apenas a declaração dos parâmetros deste arranjo de capacitores, que será denominado como BANCO_4, pode ser escrito da seguinte forma:

```
New capacitor.BANCO_4 phases=1 bus1=400.4 kvar=100 kv=0.127
```

!Nesse caso, por tratar-se de um banco monofásico, a tensão utilizada é a de fase.

A.7 Linha (Line)

De acordo com LIMA (2024), no OpenDSS, as linhas são modeladas como elementos de circuito responsáveis pelo transporte de energia elétrica. Representadas na linha de código do *software* pela declaração *Line*, estas podem ser multifásicas, possuem dois terminais e adotam, como padrão, o modelo π ; com capacitâncias *shunt* distribuídas.

Além da definição tradicional por parâmetros série e *shunt*, as linhas também podem ser especificadas no OpenDSS por meio dos elementos *WireData* e *LineGeometry*. Esta abordagem é especialmente útil quando os parâmetros elétricos da linha não estão previamente calculados, mas são conhecidas a configuração geométrica da rede e as propriedades elétricas dos condutores. Diante disso, o próprio OpenDSS pode calcular automaticamente as impedâncias e admitâncias da linha, tendo como base as informações fornecidas pelo usuário (DUGAN; MONTENEGRO, 2022).

Os principais parâmetros utilizados na definição dos elementos *WireData* e *LineGeometry* estão apresentados na Tabela B.4.

Tabela B.4 – Principais parâmetros do elemento *WireData* e *LineGeometry*

Parâmetros WireData	Descrição	Parâmetros LineGeometry	Descrição
Rac	Resistência por unid. de comprimento	Nconds	Nº de condutores
Runits	Unid. de comprimento da resistência	Nphases	Nº de fases
GMRac	Raio médio geométrico	Cond	Nº condutores
GMRunits	Unidade do raio médio geométrico	Wire	Wire que define o condutor
Diam	Diâmetro do cabo	X	Coord. X do condutor
Radunits	Unid. De comprimento de raio	H	Coord. Y do condutor
NormAmps	Corrente nominal	NormAmps	Corrente nominal

Fonte: Adaptado de (LIMA, 2024)

Segundo DUGAN; MONTENEGRO (2020), o elemento *WireData* descreve as propriedades físicas e elétricas de um condutor individual junto ao código. Cada condutor utilizado na linha é caracterizado por seus dados específicos; como mostra a Tabela B.4.

A seguir, segue um exemplo de como declarar o elemento *WireData* no OpenDSS.

Elemento *WireData*

```
New Wiredata.CAA_4/0AWG GMRac=0.00550 diam=14.31 Rac=0.26761
~ NormAmps=370.0
~ Runits=km rad Radunits=mm GMRunits=mm
```

No caso do elemento *LineGeometry*, o estudo de DUGAN; MONTENEGRO (2020) afirma que tal declaração de parâmetros passa a descrever a configuração espacial dos condutores da linha. Ou seja, determina-se como os condutores, definidos pelo elemento *WireData*, estão dispostos fisicamente na linha aérea. Em suma, tal configuração é essencial para o cálculo preciso das impedâncias: mútua e própria; bem como das capacitâncias entre os condutores e para o solo.

A seguir, segue um exemplo de como declarar o elemento *LineGeometry* no OpenDSS.

Elemento *LineGeometry*

```
New LineGeometry.FMA_05_CAA nconds=3 nphases=3
```

```
~ cond1=1 Wire=CAA_4/0AWG x=0 h=6 units=m
```

```
~ cond2=1 Wire=CAA_4/0AWG x=0 h=6 units=m
```

```
~ cond3=1 Wire=CA_4/0AWG x=1.8 h=6 units=m
```

APÊNDICE B

Códigos para Descrição dos Cenários de Penetração de GDFV junto ao OpenDSS

O presente Apêndice apresenta dois código implementados em linguagem Python com o propósito de simular diferentes cenários de penetração de GDFV no circuito IEEE 8500, via OpenDSS, exportando os perfis de tensão e potência ativa/reactiva com base na penetração definida.

Exportação dos perfis de tensão (kV)

```
import py_dss_interface
import os
import random
import re

# Caminhos fornecidos
master_path = r"C:\Aloisio\8500-Node\Master.dss"
barras_txt = r"C:\Aloisio\8500-Node\IEEE8500_Buses.Txt"
base_dir = os.path.dirname(master_path) # C:\Aloisio\8500-Node

# Pasta para salvar resultados
output_dir = os.path.join(base_dir, "Resultados")
os.makedirs(output_dir, exist_ok=True)

# Lê as barras com tensão 0.208 kV
with open(barras_txt, "r", encoding="utf-8") as f:
    pattern = re.compile(r'^"([\^"]+)\s+0\.208')
    barras_validas = [match.group(1) for line in f if (match := pattern.match(line))]

# Inicializa o OpenDSS
dss = py_dss_interface.DSSDLL()

# Define cenários e número de geradores por penetração
cenarios = {
    "0": 0,
    "20": 81,
    "30": 122,
```

```
"50": 202
}

for penet, qtd_pvs in cenarios.items():
    print(f"\n Simulando cenário de penetração {penet}%...")

    # Reinicia e compila o circuito
    dss.text("Clear")
    dss.text(f'Compile "{master_path}"')

    # Define LoadShape da geração solar (caso não esteja no Master)
    #dss.text('New LoadShape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0
1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]')

    # Adiciona geradores conforme a penetração
    if qtd_pvs > 0:
        barras_usadas = random.sample(barras_validas, qtd_pvs)
        for i, barra in enumerate(barras_usadas, start=1):
            fase = random.choice([".1", ".2", ".3"])
            dss.text(
                f'New Generator.GDFV{i:03d} phases=1 bus1={barra}{fase} kv=0.208 '
                f'kW=30 pf=1.0 model=3 daily=MyIrrad'
            )

    # Roda a simulação
    dss.text("Set mode=daily stepsize=1h number=24")
    dss.text("Solve")

    # Exporta resultados
    output_file = os.path.join(output_dir, f"voltages_{penet}percent.csv")
    dss.text(f'Export Voltages "{output_file}"')

    print(f" Resultados salvos: {output_file}")

# ----- fim do codigo -----
```

Exportação dos perfis de potência ativa (kW) e potência reativa (kVAr)

```
import os
import random
import re
import pandas as pd
import py_dss_interface

# Caminhos principais
master_path = r"C:\Aloisio\8500-Node\Master.dss"
barras_txt = r"C:\Aloisio\8500-Node\IEEE8500_Buses.Txt"
base_dir = os.path.dirname(master_path)
output_dir = os.path.join(base_dir, "Resultados_Potencias_Direto")
os.makedirs(output_dir, exist_ok=True)

# Lê barras válidas (0.208 kV)
with open(barras_txt, "r", encoding="utf-8") as f:
    pattern = re.compile(r'^"(["]+)\s+0\.208')
    barras_validas = [match.group(1) for line in f if (match := pattern.match(line))]

# Inicializa OpenDSS
dss = py_dss_interface.DSSDLL()

# Define os cenários de penetração
cenarios = {
    "0": 0,
    "20": 81,
    "30": 122,
    "50": 202
}

for penet, qtd_pvs in cenarios.items():
    print(f"\n Simulando cenário {penet}%...")

    dss.text("Clear")
    dss.text(f'Compile "{master_path}"')

    # Curva de geração solar
    #dss.text('New LoadShape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0
1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]')

    # GDFVs conforme penetração
    if qtd_pvs > 0:
        barras_usadas = random.sample(barras_validas, qtd_pvs)
        for i, barra in enumerate(barras_usadas, start=1):
            fase = random.choice([".1", ".2", ".3"])
```



```
df.to_csv(output_file, index=False)
print(f" Arquivo salvo: {output_file}")

# ----- fim do codigo -----
```

APÊNDICE C

Código para Determinação do *Hosting Capacity*

Determinação de *Hosting Capacity* de Sobretensão e *Hosting Capacity* de Sobrecarga, implementados em Python

```
import py_dss_interface
import os
import re
import random

# === CONFIGURAÇÕES ===
master_path = r"C:\Aloisio\8500-Node\Master.dss"
barras_txt = r"C:\Aloisio\8500-Node\IEEE8500_Buses.Txt"
base_dir = os.path.dirname(master_path)
output_dir = os.path.join(base_dir, "Resultados")
os.makedirs(output_dir, exist_ok=True)

# Carrega barras válidas, ou seja, que estão em 0,208 kV
with open(barras_txt, "r", encoding="utf-8") as f:
    pattern = re.compile(r'^"([\^"]+)\s+0\.208')
    barras_validas = [match.group(1) for line in f if (match := pattern.match(line))]

# Inicializa o OpenDSS
dss = py_dss_interface.DSSDLL()

# LoadShape solar
#shape_cmd = 'New LoadShape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0
1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0]'

# Função para verificar sobretensão e sobrecarga
def verifica_limites(dss):
    # Tensão
    dss.circuit_all_bus_vmagnitude()
    tensoes = dss.circuit_all_bus_vmagnitude()
    max_tensao = max(tensoes)
    violou_tensao = max_tensao > 1.05

    # Corrente nas linhas (SOBRECARGA)
```

```
dss.lines_first()
violou_corrente = False
while True:
    rating = dss.lines_norm_amps()
    correntes = dss.cktelement_currents_mag_ang()[::2] # Só magnitudes
    if any(i > rating for i in correntes):
        violou_corrente = True
        break
    if not dss.lines_next():
        break

    return violou_tensao, violou_corrente

# Loop de penetração (VAI GERAR HOSTING CAPACITY EM PORCENTAGEM)
melhor_penet_sobretensao = 0
melhor_penet_sobrecarga = 0

# Faixa de penetração: 0 até 100% em passos de 5%
for penet in range(0, 105, 5):
    print(f"\n Simulando {penet}% de GDFV...")

    dss.text("Clear")
    dss.text(f'Compile "{master_path}"')
    dss.text(shape_cmd)
    dss.text("Set mode=daily stepsize=1h number=24")

    # Quantidade de sistemas FV (10 kW cada)
    qtd_pvs = int((penet / 100) * 7770 / 10) # Base 7770 kW = carga total
    barras_usadas = random.sample(barras_validas, min(qtd_pvs, len(barras_validas)))

    for i, barra in enumerate(barras_usadas, 1):
        fase = random.choice([".1", ".2", ".3"])
        dss.text(f'New Generator.PV{i:03d} phases=1 bus1={barra}{fase} kv=0.208 kW=30 pf=1.0
model=3 daily=MyIrrad')

    dss.text("Solve")

    if not dss.solution_converged:
        print(" Não convergiu.")
        break

    violou_tensao, violou_corrente = verifica_limites(dss)

    if not violou_tensao:
        melhor_penet_sobretensao = penet
```

```
if not violou_corrente:
    melhor_penet_sobrecarga = penet

print(f" Máx tensão: {max(dss.circuit_all_bus_vmag_pu()):.3f} pu")
print(f" Sobretensão? {'Sim' if violou_tensao else 'Não'}")
print(f" Sobrecarga? {'Sim' if violou_corrente else 'Não'}")

print("\n Hosting Capacity Final do Alimentador IEEE 8500:")
print(f" Hosting Capacity de sobretensão: {melhor_penet_sobretensao}%")
print(f" Hosting Capacity de sobrecarga: {melhor_penet_sobrecarga}%")

# ----- fim do codigo -----
```

APÊNDICE D

Algoritmo PSO Implementado em Python

O presente Apêndice apresenta o algoritmo desenvolvido em linguagem Python para a aplicação do método de Otimização por Enxame de Partículas (PSO). Essa método tem como objetivo determinar o número mínimo de sistemas de armazenamento de energia (BESS) e suas localizações ideais (barras) no circuito IEEE 8500.

O algoritmo foi elaborado de forma a interagir diretamente com o *software* OpenDSS, realizando simulações de fluxo de potência a cada solução proposta pelo PSO. O objetivo desse processo é verificar o perfil de tensões do sistema e garantir que os limites operacionais estabelecidos (tensão de 0,95 pu até 1,05 pu) sejam respeitados.

A função objetivo adotada para o processo de otimização, apresentada no Capítulo 5, considera tanto o número de unidades BESS instaladas quanto as penalidades associadas às violações de tensão nas barras do circuito; assegurando uma solução tecnicamente viável e economicamente otimizada.

A seguir, é apresentado o código do algoritmo, devidamente comentado para facilitar o entendimento de sua estrutura e lógica de implementação.

Algoritmo PSO implementado em Python

```
import numpy as np
import random
import win32com.client

# -----
# CONFIGURAÇÃO DO CAMINHO DO MASTER.DSS - CHAMADA DO FLUXO DE POTENCIA
# -----

# ATENÇÃO: Altere o caminho abaixo para onde está o seu arquivo Master.dss
```

```
caminho_master_dss = r"
"C:\Users\Aloisio\Documents\Mestrado_UFGM\DISSERTACAO\CAPITULO 5\8500-
Node\Master.dss"

# Inicializa o OpenDSS
dssObj = win32com.client.Dispatch("OpenDSSEngine.DSS")
dssObj.Start("")
dssText = dssObj.Text
dssCircuit = dssObj.ActiveCircuit

# Carregar o circuito IEEE 8500
dssText.Command = f"Redirect {caminho_master_dss}"

# -----
# COLETAR BARRAS DO CIRCUITO
# -----

# Capturar todas as barras e filtrar as trifásicas
todas_barras = list(dssCircuit.AllBusNames)
barras_possiveis = []

for barra in todas_barras:
    dssCircuit.SetActiveBus(barra)
    if dssCircuit.ActiveBus.NumNodes == 3:
        barras_possiveis.append(barra)

num_barras = len(barras_possiveis)

# -----
# PARÂMETROS DO PSO
# -----

num_particles = 20
num_iterations = 50

w = 0.7      # Inércia
c1 = 1.5     # Cognitivo
c2 = 1.5     # Social

limite_min_bess = 0
limite_max_bess = 1 # Binário: 0 ou 1

# Pesos da função objetivo (ajustáveis). Desejo destacar a penalidade por tensão
w1 = 1      # Peso para quantidade de BESS
w2 = 100    # Peso para penalidade de tensão
```

```
# Limites de tensão (de acordo com o PRODIST)
Vmax = 1.05
Vmin = 0.95

# -----
# FUNÇÃO OBJETIVO (conforme descrita no CAPITULO 5)
# -----

def avaliar_solucão(solucao):
    """
    Avalia a solução conforme a função objetivo definida com w1 (peso por
    quantidade de BESS), w2 e penalidade de tensão.
    """
    # Recarregar o circuito
    dssText.Command = f"Redirect {caminho_master_dss}"

    # Instalar BESS nas barras propostas
    for i, install in enumerate(solucao):
        if install >= 0.5:
            barra = barras_possiveis[i]
            dssText.Command = f"New Storage.BESS_{barra} phases=3 bus1={barra}
kV=0.208 kW=112.5 kvar=0 %stored=50"

    # Rodar fluxo de potência
    dssCircuit.Solution.Solve()

    # Verificar tensões (em pu)
    tensoes_pu = dssCircuit.AllBusVpuMag

    # Penalidade de tensão (Pi)
    penalidade_tensao = 0
    for V in tensoes_pu:
        if V > Vmax:
            penalidade_tensao += (V - Vmax)
        elif V < Vmin:
            penalidade_tensao += (Vmin - V)

    # Número de BESS instalados
    num_bess_instalados = sum(solucao)

    # Função objetivo
    F = w1 * num_bess_instalados + w2 * penalidade_tensao

    return F
```

```
# -----
# INICIALIZAR PARTÍCULAS
# -----

posicoes = np.random.randint(low=limite_min_bess, high=limite_max_bess + 1,
size=(num_particles, num_barras))
velocidades = np.random.uniform(low=-1, high=1, size=(num_particles, num_barras))

pbest_posicoes = np.copy(posicoes)
pbest_valores = np.array([avaliar_solucao(p) for p in posicoes])

gbest_index = np.argmin(pbest_valores)
gbest_posicao = pbest_posicoes[gbest_index].copy()
gbest_valor = pbest_valores[gbest_index]

# -----
# LOOP PRINCIPAL DO PSO
# -----

for iteracao in range(num_iterations):

    for i in range(num_particles):
        velocidades[i] = w * velocidades[i] \
            + c1 * random.random() * (pbest_posicoes[i] -
posicoes[i]) \
            + c2 * random.random() * (gbest_posicao - posicoes[i])

        posicoes[i] = posicoes[i] + velocidades[i]
        posicoes[i] = np.clip(np.round(posicoes[i]), limite_min_bess,
limite_max_bess)

        valor_atual = avaliar_solucao(posicoes[i])

        if valor_atual < pbest_valores[i]:
            pbest_posicoes[i] = posicoes[i].copy()
            pbest_valores[i] = valor_atual

    gbest_index = np.argmin(pbest_valores)
    if pbest_valores[gbest_index] < gbest_valor:
        gbest_valor = pbest_valores[gbest_index]
        gbest_posicao = pbest_posicoes[gbest_index].copy()

    print(f"Iteração {iteracao + 1}/{num_iterations}, Melhor custo:
{gbest_valor}")
```

```
# -----  
# RESULTADO FINAL  
# -----  
  
print("\nComo solução ótima encontrada, temos:")  
for i, install in enumerate(gbest_posicao):  
    if install >= 0.5:  
        print(f"BESS alocado na barra {barras_possiveis[i]}")  
  
print(f"Total de BESS implementados junto ao SDEE: {int(sum(gbest_posicao))}")  
  
# ----- fim do codigo -----
```