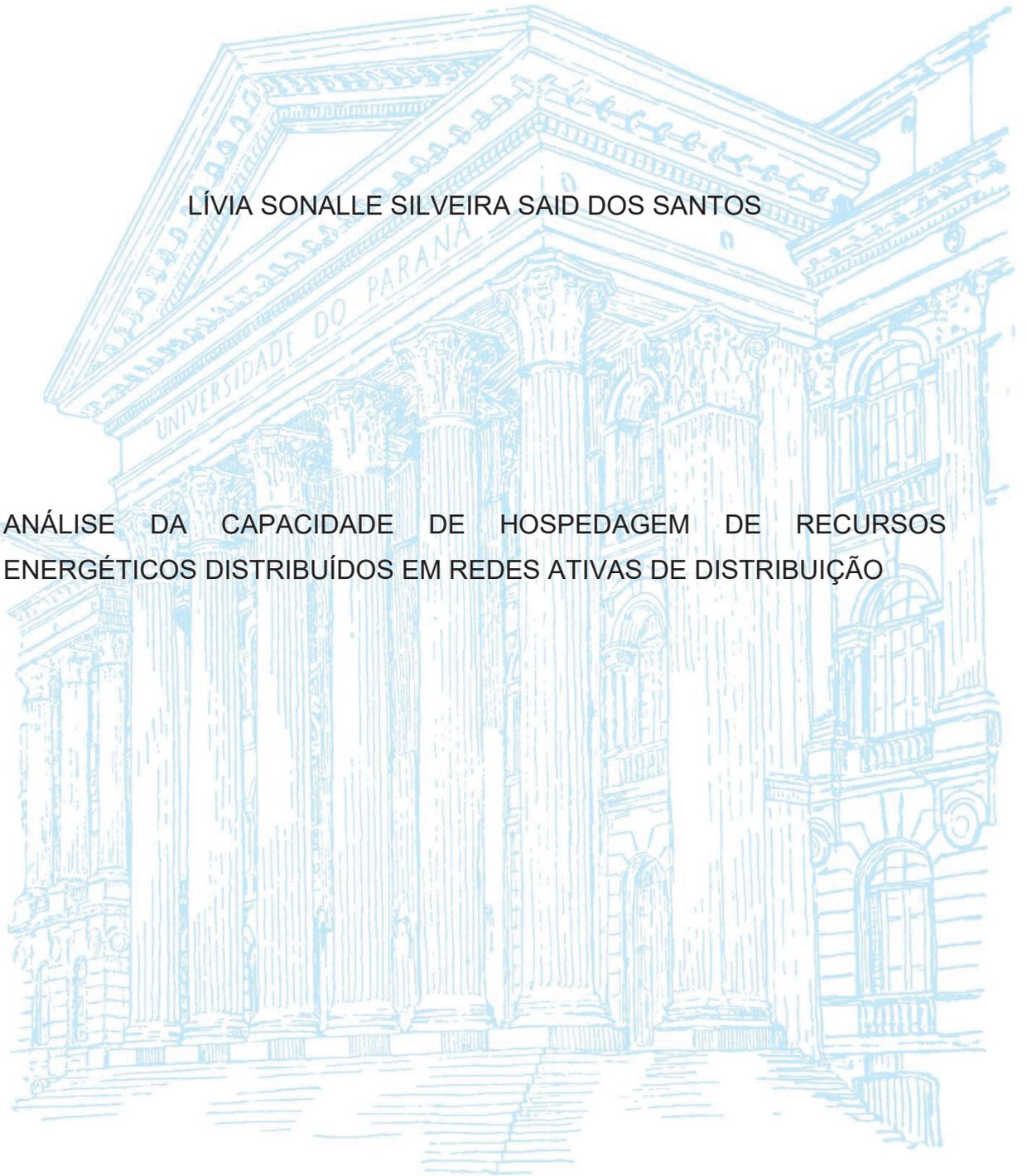


UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LÍVIA SONALLE SILVEIRA SAID DOS SANTOS

ANÁLISE DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO



CURITIBA

2024

LÍVIA SONALLE SILVEIRA SAID DOS SANTOS

ANÁLISE DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistema de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

CURITIBA

2024

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Santos, Lívia Sonalle Silveira Said dos  
Análise da capacidade de hospedagem de recursos energéticos  
distribuídos em redes ativas de distribuição / Lívia Sonalle Silveira Said dos  
Santos. – Curitiba, 2024.  
1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de  
Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Alexandre Rasi Aoki

1. Energia elétrica – Distribuição. 2. Energia solar. 3. Geração de energia  
fotovoltaica. 4. Energia – Armazenamento. 5. Baterias elétricas. I.  
Universidade Federal do Paraná. II. Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica. III. Aoki, Alexandre Rasi. IV. Título.

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894

## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **LIVIA SONALLE SILVEIRA SAID DOS SANTOS** intitulada: **ANÁLISE DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO**, sob orientação do Prof. Dr. ALEXANDRE RASI AOKI, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestra está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 02 de Fevereiro de 2024.

Assinatura Eletrônica

06/02/2024 14:00:28.0

ALEXANDRE RASI AOKI

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

06/02/2024 14:59:58.0

LUCIO DE MEDEIROS

Avaliador Externo (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO)

Assinatura Eletrônica

06/02/2024 13:57:11.0

CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

*Aos meus pais, irmãos, sobrinhos,  
avó Ana Silveira e meu amor, Mauricio.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, que me fortaleceu para conseguir acreditar que eu seria capaz e ter resiliência, sabedoria e fé para seguir esta trajetória.

Aos meus pais, pelo apoio ao longo desta jornada e, em especial, à minha mãe Sônia e à minha avó Ana Silveira que me ensinaram a batalhar todos os dias pelos meus objetivos. À minha avó, que é o meu maior exemplo de fé, caridade e paixão pela vida. Aos meus irmãos, Jade e Miguel, que sempre estiveram na torcida pelas minhas conquistas e aos meus sobrinhos, Victor, João e Júlia, que amo e que me fazem superar os momentos difíceis. Agradeço também aos amigos que Deus enviou para ajudar nesta caminhada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki, pela oportunidade de realização deste sonho. Obrigada pela confiança e por entender todos os momentos conturbados que vivi, sempre buscando por uma forma de ajudar e apoiar como professor e amigo.

Ao meu amor, Mauricio, que acompanhou e esteve ao meu lado em cada momento de insegurança e medo de não conseguir concluir este ciclo. Pelas horas intermináveis de diálogos acerca de crises existenciais.

Aos colegas acadêmicos que contribuíram para que eu conseguisse atingir os meus objetivos e, em especial, a Thaís Blasi, Hugo Rangel, Guilherme Borges Raphael Blasi, Vitor Teles, Rebeca Chianca e Daniela Zocollotti.

## RESUMO

É cada vez maior a inserção da geração distribuída (GD) nas redes elétricas de baixa e média tensão visando o aproveitamento da energia solar fotovoltaica. No atual modelo de compensação de energia, é prevista apenas a injeção de potência ativa, onde não existe qualquer compromisso das unidades geradoras em contribuir com a regulação de tensão do sistema. Para as concessionárias de energia, torna-se necessária o impacto da penetração da GD nas violações de tensão no sistema de distribuição, provocando sobretensões e carregamento nos cabos ocasionando sobrecarga no sistema. O objetivo principal deste trabalho é analisar a capacidade máxima de hospedagem de GD em uma rede ativa de distribuição comparando simulações estáticas e quase-estáticas, observando os parâmetros de sobretensão e sobrecarga. Dessa forma, foi analisado o comportamento dos sistemas com a inserção de recursos energéticos distribuídos (RED) com utilização da função de controle do inversor no modo Volt/Var e a inserção dos sistemas de armazenamento de energia com baterias (BESS). Para isso, este estudo considera os limites de tensão pré-estabelecidos pelo PRODIST – Módulo 8, onde foram observados os parâmetros elétricos avaliados em um alimentador teste denominado Ckt5, do *Electric Power Research Institute* (EPRI), no qual foram simulados cenários com a inserção de usinas fotovoltaicas com potência variando de 50 a 400 kW e variação de penetração da geração distribuída (GD) de 5, 15 e 25% em relação às barras trifásicas de média tensão conectadas em determinados pontos do sistema. Considerando tais cenários de penetração, os resultados apontam que as simulações estáticas resultam em uma capacidade de hospedagem menor por considerar valores nominais de carga, assim como uma geração elevada por parte das GDs, enquanto as simulações quase-estática resultam em uma capacidade de hospedagem maior por considerar as variações de carga e geração mais realistas ao longo do dia. Também foi verificado que o controle Volt/Var considerando a variação do fator de potência pode atingir a máxima a capacidade de hospedagem evitar violações por sobretensão, entretanto ainda foi identificado violações no parâmetro de sobrecorrente. Por fim, uma avaliação e resolução de violação aos níveis de sobretensão e sobrecarga foi proposta através da inserção de BESS ao sistema, no qual a solução foi aderente ao objetivo do trabalho em propor soluções para avaliar a máxima capacidade de hospedagem dentro do limite estudado.

Palavras-chave: planejamento da expansão; rede ativa de distribuição; recursos energéticos distribuídos; geração solar fotovoltaica; capacidade de hospedagem; sistema de armazenamento de energia em baterias.

## ABSTRACT

The insertion of distributed generation (DG) in low and medium voltage electricity grids is increasing, aiming at the use of photovoltaic solar energy. In the current energy compensation model, only the injection of active power is foreseen, where there is no commitment from the generating units to contribute to the regulation of the system's voltage. For power utilities, the impact of DG penetration on voltage violations in the distribution system becomes necessary, causing overvoltages and charging in the cables causing overload in the system. The main objective of this work is to analyze the maximum DG hosting capacity in an active distribution network by comparing static and quasi-static simulations, observing the overvoltage and overload parameters. In this way, the behavior of the systems with the insertion of distributed energy resources (RED) with the use of the inverter control function in Volt/Var mode and the introduction of battery energy storage systems (BESS). For this, this study considers the voltage limits pre-established by PRODIST – Module 8, where the electrical parameters evaluated in a test feeder called Ckt5, from the Electric Power Research Institute (EPRI) were observed, in which scenarios were simulated with the insertion of photovoltaic plants with power ranging from 50 to 400 kW and distributed generation (DG) penetration variation of 5, 15 and 25% in relation to the three-phase medium voltage busbars connected at certain points in the system. Considering such penetration scenarios, the results indicate that the static simulations result in a lower Hosting Capacity by considering nominal load values, as well as a high generation by the DGs, while the quasi-static simulations result in a higher Hosting Capacity by considering the more realistic load and generation variations throughout the day. It was also verified that the Volt/Var control considering the variation of the power factor can reach the maximum Hosting Capacity to avoid overvoltage violations, however violations in the overcurrent parameter were still identified. Finally, an evaluation and resolution of violation to the levels of overvoltage and overload was proposed through the insertion of BESS to the system, in which the solution was adherent to the objective of the work in proposing solutions to evaluate the maximum Hosting Capacity within of the studied limit.

Keywords: expansion planning; active distribution network; distributed energy resources; photovoltaic solar generation; hosting capacity; battery energy storage system.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	14
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DO PREÇO DA FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA EM LEILÕES DE ENERGIA NO MERCADO REGULADO.....	17
FIGURA 6 - SISTEMAS ELÉTRICOS: PRESENTE E FUTURO.....	23
FIGURA 7 - CONFIGURAÇÃO BÁSICA DE UM SISTEMA GDFV .....	28
FIGURA 8 - SISTEMAS QUÍMICOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	29
FIGURA 9 - SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA INSTALADO NO MUNICÍPIO DE UBERLÂNDIA - MG.....	31
FIGURA 10 - HOSTING CAPACITY .....	35
FIGURA 15 - ALIMENTADOR HIPOTÉTICO DE DISTRIBUIÇÃO COM BANCOS DE CAPACITORES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	37
FIGURA 16 - GRÁFICO DE PERDAS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, INSTALADO EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ..	39
FIGURA 11 - MODELO MICRORREDE PROPOSTO NA CHAMADA PÚBLICA DA COPEL .....	42
FIGURA 17 - ESTRUTURA DO SOFTWARE OPENDSS.....	44
FIGURA 18 - CURVA DE EFICIÊNCIA DO INVERSOR .....	48
FIGURA 12 – ESTRATÉGIA DE COLETA E ANÁLISE DE ARTIGOS CIENTÍFICOS .....	51
FIGURA 13 - ETAPAS DE TRABALHO .....	68
FIGURA 14 – FLUXOGRAMA GERAL DA METODOLOGIA DE ANÁLISE DA HOSTING CAPACITY .....	69
FIGURA 19 - MODELO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO A SER UTILIZADO Ckt 5 PUBLICADO PELO EPRI.....	70
FIGURA 20 - DISTRIBUIÇÃO DAS CARGAS EXISTENTES NO SISTEMA Ckt5 ....	71
FIGURA 21 - PERFIL DE CONSUMO DE CARGAS RESIDENCIAIS USADO NA SIMULAÇÃO .....	72
FIGURA 22 - PERFIL DE CONSUMO DE CARGAS COMERCIAIS DE MÉDIO PORTE USADO NA SIMULAÇÃO.....	72
FIGURA 23 - PERFIL DE CONSUMO DE CARGAS COMERCIAIS DE PEQUENO PORTE USADO NA SIMULAÇÃO .....	73
FIGURA 24 - CURVA DE CONTROLE Volt/Var.....	75

FIGURA 25 - CIRCUITO Ckt5 COM PENETRAÇÃO DE GD EM 5% BARRAS TRIFÁSICAS .....	76
FIGURA 26 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 50 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 5% BARRAS .....	77
FIGURA 27 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 250 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 5% BARRAS .....	78
FIGURA 28 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 400kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 5% BARRAS .....	79
FIGURA 29 - CIRCUITO Ckt5 COM PENETRAÇÃO DE GD EM 15% BARRAS TRIFÁSICAS .....	80
FIGURA 30 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 50 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 15% BARRAS .....	81
FIGURA 31 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 250 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 15% BARRASD.....	82
FIGURA 32 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 400kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 15% BARRAS .....	83
FIGURA 33 - CIRCUITO Ckt5 COM PENETRAÇÃO DE GD EM 25% BARRAS TRIFÁSICAS .....	84
FIGURA 34 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 50kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 25% BARRAS .....	85
FIGURA 35 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 250 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 25% BARRAS .....	86
FIGURA 36 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 400 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 25% BARRAS .....	87

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - EXEMPLO DE IMPACTOS ANALISADOS NA INSERÇÃO DA GDFV	25
TABELA 2 - PALAVRAS-CHAVE PARA A PESQUISA DE PERIÓDICOS	50
TABELA 3 - VALIDAÇÃO DAS PALAVRAS-CHAVE	51
TABELA 4 - PORTFÓLIO DOS ARTIGOS SELECIONADOS	53
TABELA 5 - PORTFÓLIO DOS ARTIGOS SELECIONADOS	63
TABELA 6 – PRODIST: PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL	38
TABELA 7 - CARACTERÍSTICAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO CKT5 EPRI	71
TABELA 8 - CARACTERÍSTICAS DAS SIMULAÇÕES	74
TABELA 9- COMPARATIVO CAPACIDADE HOSPEDAGEM POR TIPO SIMULAÇÃO	88

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ASD	- Agregadores dos sistemas de distribuição
BESS	- <i>Battery Energy Storage Systems</i>
DER	- <i>Distributed Energy Resources</i>
RD	- Resposta da Demanda
EMS	- <i>Energy Management System</i>
EEC	- Estação Elétrica de Carregamento
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
GD	- Geração Distribuída
GDFV	- Geração Distribuída Fotovoltaica
GLD	- Gerenciamento pelo lado da demanda
CGH	- Centrais Geradoras Hidrelétrica
IEA	- <i>International Energy Agency</i>
LPC	- Lista de Prioridade de Carga
MIC	- Microrrede
NIST	- <i>National Institute of Standards and Technology</i>
RED	- Recursos Energéticos Distribuídos
RAD	- Redes Ativas de Distribuição
RNA	- Rede Neural Artificial
VE	- Veículo Elétrico
VEC	- Veículo Elétrico Compartilhado
V2G	- <i>Vehicle to Grid</i>
V2B	- <i>Vehicle to-Building</i>
V2H	- <i>Vehicle to Home</i>
SAE	- Sistema de Armazenamento de Energia
SIF	- Sistema de Inferências Fuzzy
SEPD	- Sistema Elétrico Potência de Distribuição
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCADA	- Sistemas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados
UTE	- Usina Térmica Estadual

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b><u>INTRODUÇÃO</u></b>	<b>14</b>
1.1	CONTEXTO	14
1.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	18
1.3	HIPÓTESE	19
1.4	OBJETIVOS	19
1.5	JUSTIFICATIVA	20
1.6	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
<b>2</b>	<b><u>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</u></b>	<b>22</b>
2.1	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS	22
2.1.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
2.1.2	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS	28
2.1.3	RESPOSTA DA DEMANDA	31
2.1.4	VEÍCULO ELÉTRICO E INFRAESTRUTURA DE CARREGAMENTO	32
2.2	REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO	34
2.2.1	DEFINIÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM ( <i>HOSTING CAPACITY</i> )	34
2.2.2	MÉTODO DA AVALIAÇÃO DE <i>HOSTING CAPACITY</i> COM RELAÇÃO AO PARÂMETRO DE SOBRETENSÃO	36
2.2.3	MÉTODO DA AVALIAÇÃO DE <i>HOSTING CAPACITY</i> COM RELAÇÃO AO PARÂMETRO SOBRECARGA	39
2.2.4	MICRORREDES	40
2.3	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	42
2.3.1	<i>NON-WIRES ALTERNATIVES</i> (ALTERNATIVAS NÃO-FIO)	43
2.4	MÉTODO DA SIMULAÇÃO NO OPENDSS	44
2.4.1	ESTRUTURA BÁSICA DO OPENDSS	44
2.4.2	FLUXO DE POTÊNCIA NO OPENDSS	45
2.4.3	CONCEITO DO MÉTODO PADRÃO	46
2.4.4	METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA RED	47
2.4.1	MODELO DE RED	47
2.4.2	LIMITES CONSIDERADOS	48
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	49
<b>3</b>	<b><u>REVISÃO DA LITERATURA</u></b>	<b>50</b>

<b>3.1</b>	<b>ESTRATÉGIA DE COLETA DE MATERIAIS.....</b>	<b>50</b>
<b>3.2</b>	<b>ANÁLISE DA LITERATURA .....</b>	<b>54</b>
3.2.1	PLANEJAMENTO DAS REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS.....	54
3.2.2	SERVIÇOS ANCILARES .....	58
<b>3.3</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....</b>	<b>62</b>
<b>4</b>	<b><u>MATERIAIS E MÉTODOS .....</u></b>	<b><u>67</u></b>
<b>4.1</b>	<b>MATERIAIS .....</b>	<b>67</b>
4.1.1	COLETA DE DADOS .....	67
4.1.2	ETAPAS PARA DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO .....	67
4.1.3	DEFINIÇÃO DOS ITENS QUE SERÃO AVALIADOS.....	68
<b>4.2</b>	<b>FLUXOGRAMA DAS ETAPAS DE VERIFICAÇÃO DO <i>HOSTING CAPACITY</i>.....</b>	<b>69</b>
<b>5</b>	<b><u>TESTES E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....</u></b>	<b><u>70</u></b>
<b>5.1</b>	<b>DADOS DO CIRCUITO DO CASO TESTE .....</b>	<b>70</b>
<b>5.2</b>	<b>CURVAS DE CARGA .....</b>	<b>72</b>
<b>5.3</b>	<b>ANÁLISES REALIZADAS .....</b>	<b>73</b>
5.3.1	CARACTERÍSTICAS APLICADAS NA SIMULAÇÃO .....	73
5.3.2	APLICAÇÃO DE ARMAZENAMENTO NO SISTEMA COM UTILIZAÇÃO DE BESS .....	75
5.3.3	RESULTADOS OBTIDOS .....	88
<b>6</b>	<b><u>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</u></b>	<b><u>90</u></b>
	<b><u>REFERÊNCIAS.....</u></b>	<b><u>92</u></b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO

A sociedade de forma geral toma, aos poucos, mais consciência sobre a importância de atividades sustentáveis, com consumidores mais interessados e informados sobre os processos produtivos das indústrias e atividades econômicas de qualquer natureza.

Nesse sentido, recursos naturais renováveis ou não renováveis são utilizados pela sociedade para produção de energia. A energia, por sua vez, é utilizada para propiciar o deslocamento de veículos, gerar calor ou produzir outras formas de energia, tais como a elétrica, para os mais diversos fins. Assim, as fontes de energia podem ser classificadas como renováveis e não renováveis.

O Brasil dispõe de uma matriz de geração de energia elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica que responde por 47,8% da oferta interna de energia elétrica em 2023, sendo há contribuição significativa de fontes renováveis que juntas representam 82,6% na produção nacional. A Figura 1 apresenta a matriz elétrica brasileira em 2023.

FIGURA 1 – MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA



Fonte: (ANEEL, 2023a)

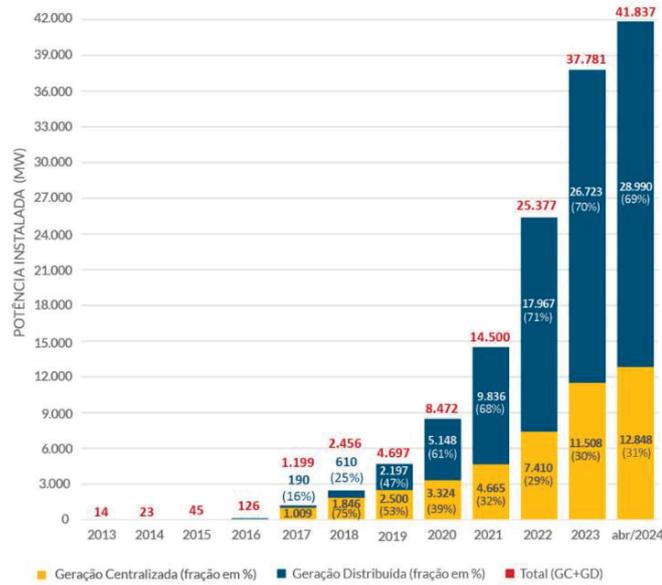
Em um sistema convencional, a geração de energia é realizada de forma centralizada, ou seja, a energia é gerada em grandes centrais de energia e, geralmente, distantes dos centros de carga. O sistema elétrico de potência de distribuição (SEPD) é composto convencionalmente por uma fonte supridora de energia representada pela subestação de distribuição, equipamentos de regulação, proteção do sistema e cargas.

Com a evolução do setor elétrico e o constante crescimento da curva de demanda, as entidades reguladoras e as empresas do setor consideraram permitir a inserção de novas fontes geradoras ao sistema de distribuição existente, os quais passaram a constituir um sistema de geração de energia descentralizado, denominado geração distribuída (GD). Neste sistema, a unidade consumidora com geração distribuída é chamada de prosumidor (produtor e consumidor ao mesmo tempo).

O excedente de energia elétrica produzida nos sistemas descentralizados é injetado no sistema de distribuição e consumido pelos consumidores ligados ao sistema de distribuição e contribui na minimização de perdas ocasionadas no processo de distribuição de energia até a carga. Quando não há geração de energia, estes sistemas de geração distribuída consomem energia fornecida pela concessionária.

Todos os meses, a ABSOLAR analisa e consolida dados do setor e produz um infográfico com o cenário da energia solar FV no País. A Figura 2 mostra a evolução da fonte solar no Brasil de 2013 à Abril/2024, onde indicando uma capacidade instalada de quase 42 GW. Já a Figura 3 mostra a capacidade de potência de geração centralizada por estado.

FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DA FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL



Fonte: (ANEEL, 2023a)

Pode ser observado que em abr/2024 a potência instalada de fonte fotovoltaica no Brasil foi de 42 MW considerando que 31% correspondem a geração centralizada, já 69% da contribuição é realizada por fontes de geração distribuída.

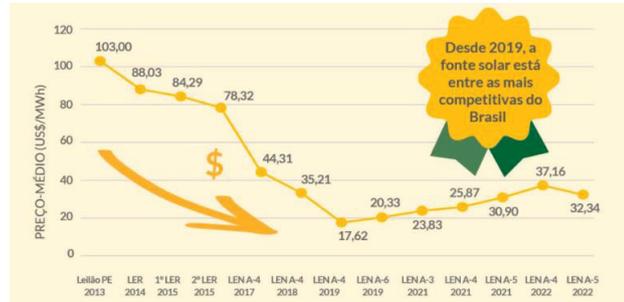
FIGURA 3 – CAPACIDADE DE POTÊNCIA DE GERAÇÃO CENTRALIZADA POR ESTADO



Fonte: (ANEEL, 2023a)

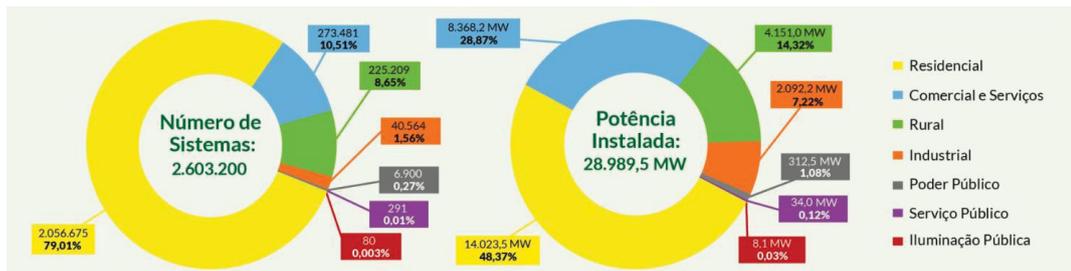
A figura mostra a representatividade do estado de Minas Gerais com usinas em operação, construção e com empreendimento ainda não iniciados.

FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DO PREÇO DA FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA EM LEILÕES DE ENERGIA NO MERCADO REGULADO



Fonte: (ANEEL, 2023a)

FIGURA 5 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL POR CLASSE DE CONSUMO.



Fonte: (ANEEL, 2023a)

Foram apresentadas informações relativas ao número de sistemas instalados e ao tipo de classe de consumo. A instalação residencial representa 79% do número de sistemas instalados, e quanto a potência instalada, contribui com 48% da potência instalada de geração distribuída.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu uma série de ações para fomentar a atratividade dos empreendedores para a instalação de usinas solares, eólica, térmicas e hidráulicas e assim propiciar o crescimento da geração distribuída no Brasil. O recente crescimento dos investimentos privados e estatais em centrais geradoras distribuídas e a projeção de crescimento para os próximos anos têm levado a uma série de medidas e novas exigências da ANEEL que tornam as análises para as conexões mais rigorosas e aprofundadas.

O primeiro marco regulatório da GD ocorreu através da Resolução Normativa (REN) nº 482, de 2012, da ANEEL, posteriormente complementada pela REN 687, de 2015, que definiu condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração aos sistemas de distribuição de energia no sistema de compensação de energia elétrica. Neste sistema de compensação, pode-se destacar que é permitido que a geração distribuída acumule créditos de energia em potência ativa (kW) durante cinco anos a partir da diferença mensal entre gerado e consumido.

O novo marco legal da geração distribuída foi instituído no Brasil através da Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022. Essa legislação estabelece novas regras conexões de micro e minigeração distribuída de energia e traz como principal ponto o estabelecimento de compensações pelo uso da infraestrutura da rede elétrica. Outro ponto se refere a classificação dos geradores que até 6 de janeiro de 2023 os sistemas entre 75 kW e 5 MW estavam classificados como minigeração distribuída. Após a data, o limite será de até 3 MW, mesmo que a instalação possua sistema de armazenamento. A mudança não se aplica para fontes despacháveis (biomassa, PCHs, por exemplo) que seguem com o limite de 5 MW (ANEEL, 2023b).

## 1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

A modernização do setor energético através de novas tecnologias para produção de energia, de forma renovável impulsiona toda a cadeia desde a geração até a distribuição de energia. A evolução dos inversores, baterias e soluções viabiliza a expansão da exploração de fontes renováveis de energia, minimiza o custo da geração, gera um crescimento da geração distribuída no alimentador, alteração no perfil de carga e na robustez do sistema de distribuição.

O crescimento das solicitações de acesso (conexão de centrais geradoras ao sistema elétrico de distribuição) exige a verificação de particularidades técnicas. A conexão da GD ao sistema de distribuição existente que não seja embasada por uma análise técnica da influência da inserção da nova fonte sobre os parâmetros, de tensão, carregamento dos cabos e perdas técnicas, pode ocasionar redução da qualidade de energia e prejuízos à concessionária e a outros clientes atendidos pelo sistema de distribuição.

### 1.3 HIPÓTESE

A inserção de recursos energéticos distribuídos (RED) associados à inserção de geração distribuída pode minimizar os impactos da inserção de usinas fotovoltaicas ao sistema elétrico de distribuição (SEPD) e contribuir para uma melhoria da qualidade e confiabilidade do sistema. O problema a ser discutido neste trabalho de dissertação está relacionado à apresentação de critérios de análise da capacidade de hospedagem e perfil de tensão de redes ativas de distribuição ante cenários de expansão de recursos energéticos distribuídos.

### 1.4 OBJETIVOS

Esta dissertação tem como objetivo analisar a capacidade de hospedagem de GD em uma rede ativa de distribuição por meio de simulações estáticas e quase-estáticas, observando os parâmetros de sobretensão e sobrecarga.

Para alcançar o objetivo geral do trabalho é necessário atingir os objetivos específicos, os quais consistem em:

- Avaliar a literatura técnico-científica de redes ativas de distribuição e recursos energéticos distribuídos;
- Avaliar a integração de recursos energéticos distribuídos na rede ativa de distribuição;
- Analisar os níveis de tensão e carregamento para os cenários de penetração de GD, comparando simulações estáticas e quase-estáticas;
- Analisar o comportamento do sistema com a inserção de RED com utilização da função de controle do inversor no modo Volt/Var e a inserção de sistemas de armazenamento de energia com baterias (do inglês, *Battery Energy Storage Systems – BESS*);
- Analisar a capacidade de hospedagem da rede ativa de distribuição estudada de acordo com a penetração de GD, tipo de simulação.

## 1.5 JUSTIFICATIVA

A alta penetração de GD no sistema de distribuição proporciona diversos desafios para as concessionárias de energia, no que diz respeito à operação e planejamento de suas redes elétricas. Dentre os desafios, pode ser citada as violações de tensão no sistema de distribuição, provocando sobretensões e carregamento nos cabos ocasionando sobrecarga no sistema. O objetivo principal deste trabalho é analisar a capacidade máxima de hospedagem de GD em uma rede ativa de distribuição comparando simulações estáticas e quase-estáticas, observando os parâmetros de sobretensão e sobrecarga e indicando soluções

Desta forma, existe necessidade de avaliação da capacidade de hospedagem de REDs no SEPD e indicação de soluções para evitar impactos nos parâmetros elétricos. Neste caso a solução trabalhada será através de controle Volt/Var e inserção BESS. Outro ponto relevante que reforça a necessidade desta pesquisa partiu da chamada pública de projetos estratégicos de pesquisa da ANEEL, cujo número é 21/2016, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” (ANEEL, 2016), a qual teve o objetivo de estudar as tecnologias de armazenamento de energia e suas aplicações em redes elétricas.

## 1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi elaborada em seis capítulos organizados da seguinte maneira: o capítulo 1 contextualiza brevemente o modelo de geração distribuída disponível no Brasil. Neste mesmo capítulo é apresentada a definição do problema de pesquisa e uma hipótese de solução, bem como são apresentados os objetivos e a justificativa do trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma base teórica referente a sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia com baterias e o arcabouço regulatório, apresentando de forma breve as leis, decretos, portarias e resoluções referentes à geração solar fotovoltaica, tarifa branca e o programa de eficiência energética.

O capítulo 3 apresenta a revisão da literatura e, principalmente, a sua análise, contemplando uma varredura sobre a importância da tarifa de energia, aplicações de sistemas solares fotovoltaicos residenciais e a utilização de sistemas de

armazenamento de energia em baterias que possam atender a diversos modelos de operação.

O capítulo 4 apresenta uma descrição dos materiais utilizados nesta dissertação, como por exemplo, os dados de consumo residencial e os dados de irradiação, informações relevantes para um dimensionamento adequado tanto de um sistema fotovoltaico quanto para um sistema de armazenamento de energia em baterias. Neste capítulo também é apresentado o método de despacho horário do BESS integrado com sistema de geração fotovoltaica em baixa tensão, desenvolvido para otimizar a eficiência energética e o deslocamento de pico da demanda da instalação.

O capítulo 5 apresenta os resultados alcançados após realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede e um dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia em baterias, bem como uma comparação dos resultados na visão de eficiência energética e na visão do deslocamento do pico de carga.

Por fim, no último capítulo, são delineadas as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentadas as bases teóricas que permitem o desenvolvimento de análises de critérios para obter a capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes ativas de distribuição de média tensão.

Do ponto de vista técnico, é discutida a utilização de recursos da GD fotovoltaica através da função de controle do inversor no modo Volt/Var e o armazenamento de energia em baterias (BESS), assim a utilização de tais recursos também impulsionam uma evolução regulatória acerca do tema.

A evolução do setor elétrico e os desafios intrínsecos às transformações a que os modelos centralizados estão expostos a partir da inserção de REDs, suscitam uma mudança no planejamento para manter os índices de qualidade do sistema elétrico e os parâmetros regulatórios, considerando que neste novo molde há a inclusão de agregadores dos sistemas de distribuição (ASD) que podem controlar, operar e, assim, integrar recursos de energéticos distribuídos (REDs) na rede sob sua responsabilidade. Essa visão estabelece a transição da distribuição de eletricidade de redes de distribuição passivas para ativas (PILO et al., 2012).

### 2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

No cenário de inserção de GD no sistema elétrico pode ser destacada a integração de geração distribuída, microrredes e recursos energéticos distribuídos (REDs) à rede ativa de distribuição, transformando sistemas passivos e um fluxo de potência unidirecional em sistemas ativos com integração de geradores, cargas e armazenadores de energia.

Segundo o PRODIST módulo 1 da ANEEL (2018a), a definição de uma microrrede, corresponde a uma rede de distribuição que pode operar de forma conectada ou ilhada do sistema de distribuição, nesse caso, sendo atendida por fontes de geração distribuída e sistemas de armazenamento.

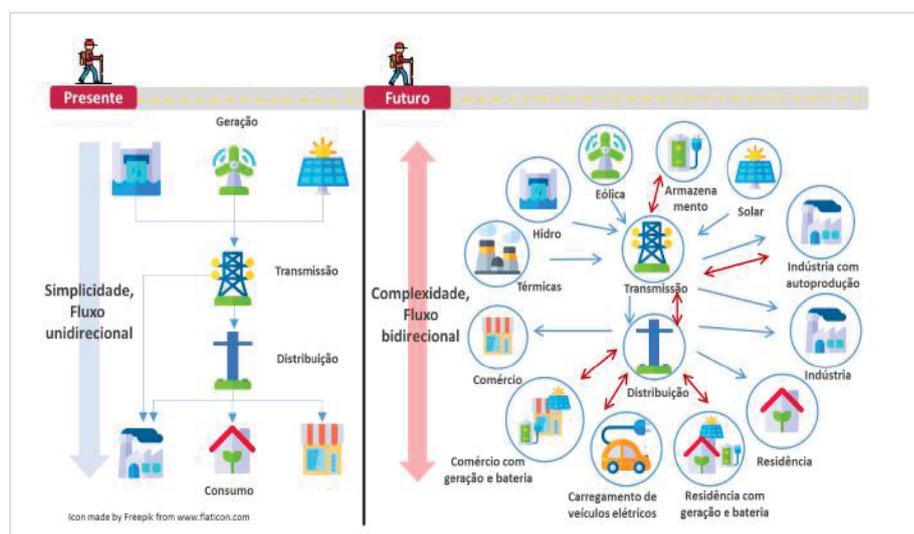
Adicionalmente, a (EPE, 2018) define Recursos Energéticos Distribuídos (RED) (do inglês, *Distributed Energy Resources* – DER) como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizadas dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind the meter*). Os recursos energéticos

distribuídos podem ser definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica que atuam tanto no lado da demanda quanto do lado da oferta e englobam: geração distribuída (GD), armazenamento de energia, veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda (GLD).

A inserção de recursos energéticos distribuídos (REDs) ao sistema elétrico brasileiro impulsiona uma mudança de paradigma no modelo das redes existentes. Além disso, pode trazer benefícios associados à proximidade entre geração e consumo e até à redução de perdas elétricas. Também deve ser destacada a capacidade dos REDs em aumentar a confiabilidade da operação dos sistemas de distribuição se estiverem alocados em locais onde ocorra o consumo de carga e em horários estratégicos. Dessa forma, seria possível reduzir o custo de acionamento de usinas mais caras que não precisarão ser acionadas ou até mesmo postergar investimentos em infraestrutura.

A transição de sistemas elétricos predominantemente centralizados para sistemas híbridos está associada à integração de REDs e à difusão destas tecnologias que apontam para um crescimento entre 2017 e 2025, de acordo com a (WORLD ENERGY COUNCIL, 2020). Neste contexto, a transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído deve alterar os fluxos de energia e aumentar significativamente a complexidade dos sistemas elétricos, conforme ilustra a Figura 6.

FIGURA 3 - SISTEMAS ELÉTRICOS: PRESENTE E FUTURO



Fonte: (EPE, 2018)

### 2.1.1 Geração distribuída

A geração distribuída pode ser caracterizada como uma geração descentralizada e possibilita que pessoas físicas e jurídicas gerem sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis. A ANEEL - Agência Reguladora de Energia, promoveu uma série de ações para fomentar a atratividade dos empreendedores para instalação de usinas solares, eólica, térmicas e hidráulicas e assim propiciar o crescimento da geração distribuída no Brasil.

A resolução 482, publicada em 2012, foi o marco regulatório que permitiu aos consumidores realizar a troca da energia gerada com a da rede elétrica, criando as regras e o sistema que compensa o consumidor pela energia elétrica injetada na rede. Foi estabelecido o Sistema de Compensação de Energia Elétrica – *Net Metering*. Esta fonte de geração pode ser proveniente de diversas fontes de energia renovável, tais como: solar, eólicas, hidrelétricas e biomassa. A Resolução Normativa 687/2015 também contribuiu para o crescimento das conexões de GD, redefinindo o limite de potência da GD em 5MW, sendo: microgeração até 75kW; minigeração entre 75kW e 5MW, dentre outros aspectos (ANEEL, 2015).

Atualmente, o acesso de geradores distribuídos ao SEPD deve ser realizado através do parecer de acesso previsto no marco legal da geração distribuída Lei 14.300/22 (ANEEL, 2023b). Trata-se de um documento técnico emitido pela distribuidora que informa as condições de acesso à rede da distribuidora. Ele é elaborado após solicitação do consumidor com geração distribuída (GD) conforme regras estabelecidas no Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2017).

A geração distribuída recebeu incentivos que se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Podem ser destacadas a diversificação da matriz de geração de energia elétrica e a redução de perdas por transmissão de energia, considerando que a geração estará próxima ao consumo. Apesar dos potenciais benefícios, vale observar que o ingresso de GDs no sistema de distribuição causa alguns impactos no sistema. Segundo (BRITO; FILHO; YATSU, 2019), a tendência mundial pela busca de novas fontes de energia limpa é acompanhada de um incentivo regulatório como forma de encorajar seu desenvolvimento.

A inserção de geração distribuída provoca diferentes impactos para o sistema elétrico, sendo que pode ser observado que os benefícios locais da GD superam

o benefício de escala em plantas centralizadas. Há a necessidade de uma revisão regulatória para criação de critérios distintos e a utilização de serviços ancilares que podem ser fornecidos de forma distribuída, os quais precisam ser precificados de maneira adequada e incorporados nos modelos da (EPE, 2018).

A EPE publicou um estudo com a avaliação dos custos e benefícios da inserção da geração distribuída fotovoltaica sob dois cenários. A Tabela 1 apresenta os impactos levantados no estudo.

TABELA 1 - EXEMPLO DE IMPACTOS ANALISADOS NA INSERÇÃO DA GDFV

AGENTE	IMPACTO	TIPO
DISTRIBUIDORAS	Impacto no Fluxo de Caixa	Econômico
CONSUMIDORES	Economia na conta de energia	Econômico
EMPRESAS DE SERVIÇOS E ESCOs	Aumento do faturamento	Econômico
FABRICANTES E IMPORTADORES	Aumento faturamento	Econômico
ESTADOS E UNIÃO	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos no consumo de energia elétrica	Econômico
	Aumento de arrecadação de impostos com a venda de equipamentos e serviços	Econômico
AGENTES DE FINANCIAMENTO E CRÉDITO	Aumento da receita com financiamentos	Econômico
SOCIEDADE	Geração de postos de trabalho	Socioeconômico
GERAL	Economia na contratação de energia	Econômico
GERAL	Redução de Perdas Técnicas	Técnico/Econômico
GERAL	Redução de emissões de GEE	Ambiental

Fonte: Adaptado de (EPE, 2023b).

As mudanças no perfil da geração centralizada brasileira podem resultar em perda de flexibilidade. Por outro lado, a inserção de REDs nos locais adequados e operados nos momentos certos é capaz de prover flexibilidade ao sistema, além de contribuir para a redução de perdas e melhor uso da capacidade disponível das redes.

Avaliando os aspectos apresentados na Tabela 1, é possível verificar que a inserção de GD pode trazer impactos positivos, contribuindo para área socioeconômica, redução de perdas técnicas e melhor uso de capacidade das redes. Entretanto, é necessário que os órgãos regulatórios estruturem um modelo, uma vez que esta mudança traz enormes desafios para que o planejamento e a operação do SEPD garantam os níveis de qualidade e flexibilidade operativa.

Em relação aos impactos negativos, o trabalho de (LUIZ, 2019) avalia os impactos da GD e apresenta a representatividade deste tipo de conexão na Cemig Distribuição, considerando o cenário brasileiro. São avaliados parâmetros que inviabilizam a conexão, tais como: variação de perdas, controle de tensão, flexibilidade operativa da rede de média tensão e impacto no sistema de alta tensão (AT) da distribuição a partir da conexão de GD.

É necessário ressaltar que a conexão da GD ao sistema de distribuição existente que não seja embasada por uma análise técnica da influência da inserção da nova fonte sobre os parâmetros de tensão, carregamento dos cabos e perdas técnicas, pode ocasionar redução da qualidade de energia e prejuízos à concessionária e a outros clientes atendidos pelo sistema de distribuição.

Foi observado que, historicamente, os acessantes de GD na CEMIG, operam em suas plantas de geração com fator de potência unitário com a finalidade de maximizar a potência ativa injetada, aproveitando toda a capacidade de geração disponível através da sua geração. Os estudos de fluxo de potência são realizados com fator de potência unitário e o controle de tensão é proposto através de obras de recondutoramento. Entretanto, o controle de tensão também poderá ser realizado através dos inversores da usina fotovoltaica (UFV). Para isso, é necessário que os acessantes geradores possuam capacidade de gerar ou absorver potência reativa sem que isso prejudique a injeção de potência ativa máxima projetada para a sua planta.

Esse critério já é previsto pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para conexão na rede básica. Assim, para considerar controle de tensão a partir da GD, é necessário que a regulação seja adequada e especifique critérios técnicos para o fator de potência das máquinas geradoras. Esta alteração pode resultar em obras de conexões com melhores custos e até propor soluções mais eficazes para o acessante e para a concessionária. Também deve ser ressaltado que trabalhar com o critério de controle de tensão a partir da GD implica em mudanças de procedimentos e comunicação confiável entre o Centro de Operação da Distribuição (COD) para controle e monitoramento dos parâmetros da GD.

A inserção de REDs ao sistema elétrico convencional requer uma análise da capacidade de hospedagem para a garantia dos índices de qualidade, a qual pode ser definida como a quantidade máxima de geração que pode ser conectada ao sistema

por um determinado índice de limite de desempenho sendo alcançado sem causar quaisquer impactos ao sistema (DUBEY; SANTOSO; MAITRA, 2015).

Há estudos que determinam como a performance de uma rede pode sofrer impactos com o crescimento de conexões de GD. O SEPD pode sofrer variações em magnitudes de tensão, perdas técnicas e demandas de pico ou a inversão da direção do fluxo de energia, distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e flutuações de tensão (KARIMI et al., 2016).

Estudos que abordam a otimização de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) partem da hipótese de que é possível instalar geradores em um determinado alimentador, garantindo que não afetará a operação do SEPD. Considerando que os sistemas de distribuição são altamente heterogêneos em termos de topologia e tipo de unidade consumidora (residencial, comercial/industrial e rural), foram propostas diversas simulações computacionais no trabalho de (COHEN; CALLAWAY, 2016) a fim de identificar os impactos da integração de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) em oito alimentadores típicos em três localidades com climas diferentes.

Os autores (COHEN; CALLAWAY, 2016) apontaram que, embora seu estudo tenha sido extenso em termos de combinações de escopos geográficos e tipos de alimentadores, a diversidade real da infraestrutura do sistema elétrico é tão grande que existem alimentadores que seriam mais severamente afetados pela inserção de GDFV do que os abordados no estudo. Assim, os autores sugerem que estudos futuros desenvolvam um método para identificar de antemão os tipos de alimentadores que encontrariam dificuldades técnicas quando níveis mais elevados de penetração são integrados.

A geração fotovoltaica é a fonte geradora em destaque em conexões de geração distribuída. Considerando que a tensão gerada por essa fonte é contínua, é necessária a transformação em tensão alternada através de inversores de tensão para conexão ao sistema elétrico da concessionária. Os Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede são classificados de acordo com sua capacidade de geração, conectados à rede monofásica ou trifásica e aplicados à consumidores residenciais, centros comerciais ou indústrias. Essa classificação abrange sistemas descentralizados de microgeração e minigeração distribuída fotovoltaica, ou sistemas de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV). A quantidade de módulos fotovoltaicos e inversores de um sistema de GDFV irá depender do tamanho do sistema desejado.

Em sistemas fotovoltaicos compostos por diversos módulos e inversores, estes conjuntos são conectados em paralelo. Os inversores CC/CA de sistemas conectados à rede, assim como em sistemas isolados, são responsáveis pela conversão de CC dos painéis fotovoltaicos em CA (VILLALVA, M. G.; GAZOLI, 2012). A Figura 7 mostra a configuração básica de um sistema GDFV.

FIGURA 4 - CONFIGURAÇÃO BÁSICA DE UM SISTEMA GDFV



Fonte: (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 157)

### 2.1.2 Armazenamento de energia com baterias

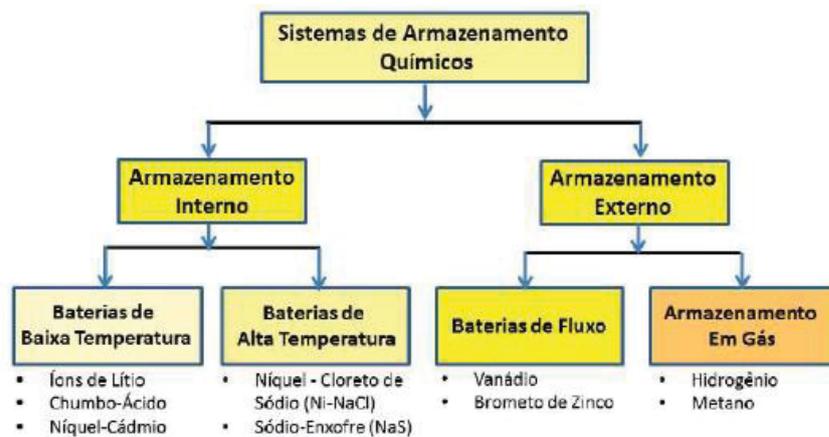
A utilização de sistema de armazenamento de energia (SAE) pode proporcionar benefícios para os sistemas de energia, desde a geração até o usuário final, de acordo com (C.A.L.BRANDÃO, 2016). A integração de sistemas de armazenamento pode proporcionar flexibilidade às redes elétricas inteligente e beneficiar o SEPD, sendo que podem ser aplicados para:

- Realizar a substituição de grupos motor-geradores, seja para garantia de confiabilidade (suprir eventuais falhas da rede elétrica) seja para aplicações com o propósito de reduzir o custo da energia no horário de ponta;
- Fornecer alimentação de sistemas isolados (microrredes) e suavizar a geração variável (geração distribuída);
- Gerar maior eficiência operativa, redução de perdas técnicas e otimização do despacho, entre outros benefícios.

Os SAE com baterias são objetos de diversas pesquisas e investimentos em soluções que possam trazer maior eficiência e desenvolvimento de soluções viáveis.

Atualmente, o grande interesse neste tipo de armazenamento é concentrado na construção de baterias com maior densidade de armazenamento, menores perdas no processo de carga/descarga, menores taxas de autodescarga, elevado número de ciclos de carga/descarga, além de promover o desenvolvimento de materiais não tóxicos que facilitem o processo de descarte e/ou reciclagem e, ainda, minimizem eventuais riscos ambientais. Os sistemas químicos de armazenamento de energia podem ser classificados como sistemas de armazenamento Interno ou Externo, conforme Figura 8 (C.A.L.BRANDÃO, 2016).

FIGURA 5 - SISTEMAS QUÍMICOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA



Fonte: (C.A.L.BRANDÃO, 2016)

Os avanços associados às tecnologias de armazenamento eletroquímico, em especial para as baterias de lítio, indicam crescimento, seja pela possibilidade de instalação próximo ao consumidor, integradas à geração distribuída ou em veículos elétricos. Entretanto, tais sistemas ainda possuem custos elevados e, devido a esta questão, em países da Europa e América do Norte é observado um estágio mais avançado em aplicações. Já no Brasil, ainda é bastante tímida a presença de sistemas de armazenamento de energia, entretanto, com o crescimento expressivo de novas formas de geração baseadas em fontes alternativas de energia (solar e eólica) nos últimos anos, surge também a necessidade de resolução de problemas relacionados a variação da geração das fontes geradoras, incertezas de clima e eficiência energética, que são potenciais aplicações para os sistemas de armazenamento (WORLD ENERGY COUNCIL, 2020).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou 23 projetos submetidos à chamada pública P&D nº 21/2016 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”. Dentre as propostas apresentadas, foi desenvolvido o P&D 722 – ANEEL/CEMIG/ALSOL, através do qual já foi instalado um sistema de armazenamento de energia por baterias de 1,2 MW/1,3 MWh, juntamente com uma usina fotovoltaica de 0,549 MWp, no município de Uberlândia - MG, ilustrado na Figura 9. A principal finalidade do projeto é realizar a combinação de geração fotovoltaica e sistemas de armazenamentos em unidades consumidoras, o que garante a qualidade da distribuição de energia, especialmente em horários de maior demanda. Dessa forma, a energia proveniente da geração fotovoltaica é dividida entre o envio para a rede e o armazenamento ao longo do dia. A partir das 18h, a tecnologia permite que seja injetada na rede sua capacidade de energia por até três horas.

A utilização de armazenadores de energia pode contribuir para a mitigação dos impactos ocasionados pelo crescimento da geração distribuída no sistema elétrico brasileiro, com destaque para a alteração dos níveis de tensão que afetam o planejamento e a operação das concessionárias. São utilizadas soluções tradicionais, como a substituição de redes existentes e instalação de bancos reguladores de tensão, entretanto, os custos podem ser elevados, comprometendo o desempenho do equipamento ao se considerar a variação da geração de fontes renováveis, como a fotovoltaica. Podem ser utilizados métodos alternativos para controle de tensão através de inversor de energia das unidades geradoras distribuídas, ou de forma centralizada sistemas de armazenamento de energia com baterias (do inglês, *Battery Energy Storage Systems* - BESS) (S. P. ROCHA, C. M. LUIZ, 2020).

FIGURA 6 - SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA INSTALADO NO MUNICÍPIO DE UBERLÂNDIA - MG



Fonte: (S. P. ROCHA, C. M. LUIZ, 2020).

O sistema de armazenamento apresentado na Figura 9 trabalhou com o desenvolvimento de uma solução para permitir a utilização de inversores fotovoltaicos que atuem também na injeção de potência fornecida por baterias. No ano de 2020, a usina fotovoltaica iniciou a operação, sendo composta por mais de 1.500 placas solares, totalizando 549 kWp, com potencial de geração de aproximadamente 640 mil kWh/ano, energia suficiente para atender pelo menos 350 residências com consumo médio de 150 kWh/mês, por um ano.

### 2.1.3 Resposta da demanda

As evoluções tecnológicas vêm contribuindo para transformar a relação do consumidor final com a energia. A resposta da demanda (RD) é um método utilizado para ajustar a curva de carga dos consumidores através de incentivos como alterações na tarifa de energia. Considerando que a infraestrutura de distribuição é projetada considerando-se a máxima demanda, a implementação da RD pode permitir a redução de investimentos em novas usinas, linhas e subestações.

A resposta da demanda pode ser classificada de duas formas: baseada em incentivos (do inglês, *incentive-based*) onde o consumidor recebe vantagens financeiras por utilização de energia fora do horário de pico, o que é um ponto sensível para o sistema. No Brasil, esse modelo de programas de resposta da demanda é

conhecido como Tarifa Branca. A outra forma é baseada em taxas variáveis com o tempo (do inglês, *time-based rates*) que se refere à redução de demanda por parte do consumidor quando este recebe mensagens de alta nos preços enviados pela concessionária (HAN; PIETTE, 2008). Quanto à RD com tarifas variáveis no tempo, podem ser citados os seguintes exemplos de programas (PALENSKY; DIETRICH, 2011):

- Tarifa por tempo de uso: é o método mais comum de resposta da demanda que é baseada em valores mais altos durante períodos de pico, enquanto fora de pico tem-se valores reduzidos;
- Precificação por pico crítico: consiste em aplicar valores de energia mais altos durante o período de pico;
- Precificação em tempo real: o valor da energia varia durante todo o dia. A precificação pode ser realizada de forma variável de um dia para o outro ou até mesmo a cada hora. Neste caso, é necessário que o consumidor se organize, considerando esta alteração.

A finalidade de todos os programas de RD consiste em propiciar um alívio de carga para a rede, reduzir problemas com demandas em determinados períodos, reduzir tarifas e propiciar incentivos financeiros para os consumidores.

#### 2.1.4 Veículo elétrico e infraestrutura de carregamento

Atualmente, diversos países, desenvolvidos ou em desenvolvimento, buscam soluções pela independência energética em relação à importação de petróleo e à descarbonização, para cumprir os acordos internacionais de redução de emissões. Em 2019, o total de emissões associadas à matriz energética brasileira atingiu 419,9 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (Mt CO<sub>2</sub>-eq), sendo a maior parte (193,4 Mt CO<sub>2</sub>-eq) gerada no setor de transportes, de acordo com os dados do Balanço Energético Nacional de 2020 (EPE, 2023b).

Considerando esse cenário, a introdução de veículos elétricos (VEs) no sistema energético nacional é importante devido ao esforço mundial para mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE), bem como para o atendimento dos compromissos firmados pelo Brasil junto ao Acordo de Paris, ratificados com a meta de reduzir em 50% a emissão de gases poluentes até 2030.

O crescimento dos sistemas de armazenamento impulsionou o crescimento do mercado de veículo elétricos e pode ser destacado o contexto de aumento de preços dos combustíveis fósseis e a preocupação com o desenvolvimento sustentável. Além disso, do ponto de vista da rede elétrica, os veículos podem ser vistos também como dispositivos de armazenamento de energia, o que permitiria o uso de suas baterias para operações bidirecionais em conjunto com a rede elétrica.

O crescimento de veículos elétricos e a demanda de carga gerada podem trazer impactos para as redes de distribuição e transmissão. No entanto, os impactos negativos no pico de demanda e infraestrutura podem ser mitigados pela integração de veículos elétricos via carregamento inteligente e, inclusive, ajudar na flexibilidade do sistema, contribuindo para melhorar a curva de carga local e minimizar a necessidade de novos investimentos. Os principais tipos de carregamento são: V1G (controle unidirecional), V2G (*Vehicle-to-grid*) e V2H (*Vehicle-to-home*).

O carregamento do tipo V1G refere-se ao carregamento controlado unidirecional no qual veículos elétricos ou infraestrutura de carregamento ajustam sua taxa de carregamento com base em sinais de controle do operador da rede.

Com o V2G, os veículos elétricos podem ser equipados para fornecer eletricidade à rede. A concessionária/operador do sistema de transmissão pode estar disposto a comprar energia dos clientes durante os períodos de pico de demanda e/ou usar a capacidade da bateria do VE para fornecer serviços auxiliares, como balanceamento e controle de frequência, incluindo regulação de frequência primária e reserva secundária. Assim, o veículo para rede (V2G) (do inglês, *Vehicle to Grid*) é, na maioria das aplicações, considerado como tendo maior valor comercial potencial do que o veículo para construção (V2B) (do inglês, *Vehicle to Building*) ou o veículo para casa (V2H) (do inglês, *vehicle to home*) (HILDERMEIER et al., 2019).

A atuação de tais estratégias associadas aos VEs conectados à rede elétrica requer uma análise das interações entre estes veículos e o sistema elétrico, tais como desequilíbrio e flutuações de tensão, perdas elétricas, sobrecarga em linhas e transformadores, bem como aspectos de qualidade da energia. Com isso, o uso de conversores inteligentes em sistemas de geração distribuída, armazenamento de energia e estações de recarga de veículos elétricos podem contribuir para que as grandezas elétricas permaneçam dentro de padrões normativos e, assim sendo, é preciso que a regulação considere estes aspectos e estabeleça as exigências

necessárias para a operação adequada dos recursos energéticos distribuídos e das redes ativas de distribuição.

## 2.2 REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo o grupo de pesquisa WG C6.11 da CIGRE (Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos), as redes ativas de distribuição (RADs) combinam recursos de energéticos distribuídos (REDs), definidos como geradores, cargas e armazenamento (D'ADAMO; JUPE; ABBEY, 2009).

Segundo o grupo de pesquisa WG C6.11, do CIGRE, as redes ativas de distribuição (RADs) combinam recursos energéticos distribuídos (REDs), definidos como geradores, cargas e armazenamento (D'ADAMO; JUPE; ABBEY, 2009). A inserção de tais elementos ao sistema de distribuição atual, não só com injeção de potência ativa, pode contribuir com serviços ancilares, ou seja, serviços que contribuem para a operação da rede de modo a melhorar a qualidade da energia fornecida.

No Brasil, as variações de tensão de longa duração são reguladas pela (ANEEL, 2018b) por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8. Nota-se que a cada nova revisão do PRODIST busca-se melhorar a qualidade da energia e o serviço prestado pelas concessionárias aos seus consumidores. Por exemplo, a revisão 6 do módulo 8 do PRODIST extingue o prazo de regularização do nível de tensão, ou seja, uma vez diagnosticada a transgressão dos padrões de nível de tensão, o consumidor deverá ser ressarcido até que o nível de tensão seja regularizado.

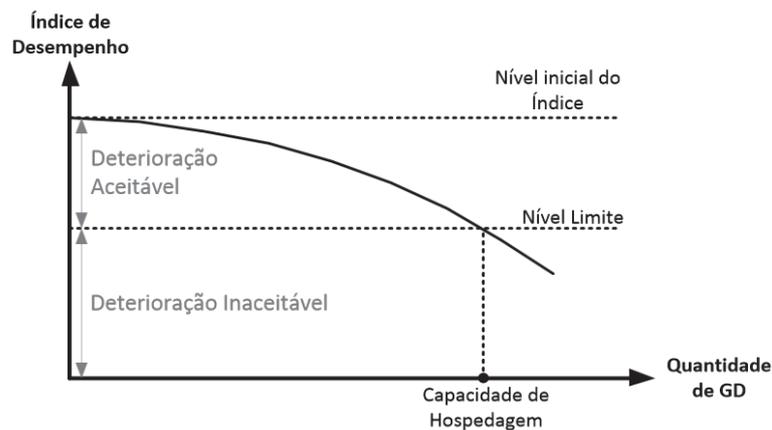
### 2.2.1 Definição da Capacidade de Hospedagem (*Hosting Capacity*)

A capacidade de hospedagem (*Hosting Capacity*) é a quantidade máxima de geração distribuída que resulta em um desempenho inaceitável do sistema. Esta é uma questão importante, pois na área de qualidade de energia este conceito envolve alguns índices como tensão e/ou corrente desequilibradas, harmônicos, subtensões, sobretensões, etc. Ressalta-se que a ultrapassagem destes índices pode restringir a quantidade máxima de geração distribuída integrada ao sistema (ETHERDEN, N., & BOLLEN, 2011).

Considerando o contexto atual de crescimento de GD no sistema elétrico, é relevante avaliar a *Hosting Capacity* de tal sistema de forma que possam ser analisadas medidas para minimizar impactos e manter os níveis de qualidade e níveis regulatórios. Não há, ainda, uma normatização de quais variáveis devem ser utilizadas para determinar a *Hosting Capacity* em um barramento de um sistema.

A Figura 10 mostra de forma genérica a deterioração da rede em função da injeção de potência proveniente de sistemas de geração de natureza eólica ou fotovoltaica (SANTOS, I. N., CUK, V., ALMEIDA, P. M., BOLLEN, M. H., & RIBEIRO, 2015). Assim sendo, a *Hosting Capacity* é determinada no ponto em que tal deterioração ultrapassa um limite pré-estabelecido.

FIGURA 7 - HOSTING CAPACITY



Fonte:(ETHERDEN, N., & BOLLEN, 2011)

O artigo de (ETHERDEN, N., & BOLLEN, 2011) aborda dois critérios de avaliação: sobretensão e sobrecorrente. O índice de desempenho diminui com o aumento da quantidade de geração distribuída. Para quantidades pequenas de GD, o índice permanece acima do limite mínimo de desempenho do sistema, ou seja, está em um patamar aceitável. Já para grandes quantidades de GD o desempenho torna-se inaceitável se ultrapassar o nível limite imposto.

Segundo (ETHERDEN, N., & BOLLEN, 2011) a *Hosting Capacity* pode ser determinada de modo simplificado a partir dos seguintes itens:

- I. Escolhe-se um fenômeno e um ou mais índices de desempenho para o sistema;
- II. Determinam-se limites adequados para o fenômeno escolhido;

- III. Calcula-se o índice de desempenho como sendo uma função da quantidade de geração distribuída apresentada;
- IV. Obtém-se a *Hosting Capacity* através de análises estimadas ou experimentais.

### 2.2.2 Método da avaliação de *Hosting Capacity* com relação ao parâmetro de Sobretensão

A avaliação dos níveis de sobretensão no ponto de conexão de GD no sistema é um dos pontos de avaliação para verificação a viabilidade de inserção de geradores no sistema. Define-se “margem de sobretensão” como a diferença entre a amplitude máxima de tensão e a subtensão limite. Portanto, a *Hosting Capacity* é a quantidade máxima de geração que resulta em um aumento de tensão igual à margem de sobretensão (ETHERDEN, N., & BOLLEN, 2011).

No método de avaliação da *Hosting Capacity* através da margem de sobretensões permitidas determina-se o aumento da tensão máxima admissível devido à conexão de GDs. Neste contexto, a *Hosting Capacity* foi definida como a quantidade máxima de geração que resulta em um aumento de tensão igual à margem de sobretensão permitida.

A conexão de um gerador em um alimentador de uma rede de distribuição produz um mesmo aumento relativo de tensão para cada localização à montante do gerador conectado naquele ponto. Assim, o que importa é o valor mais baixo da margem de sobretensão à montante do local onde o gerador é instalado. A *Hosting Capacity* de GD neste caso pode ser calculada através de (4.2.1) (ETHERDEN; BOLLEN, 2011):

$$P_{max} = \frac{V^2}{R} \times \delta V_{max} \quad (4.2.1)$$

onde,  $\delta V_{max} = \Delta V_{max} / V$  é a margem de tensão relativa percentual e  $\Delta V_{max}$  é a margem de tensão absoluta (V).

Para uma análise qualitativa dos impactos da *Hosting Capacity*, usa-se a relação (4.2.2):

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad (4.2.2)$$

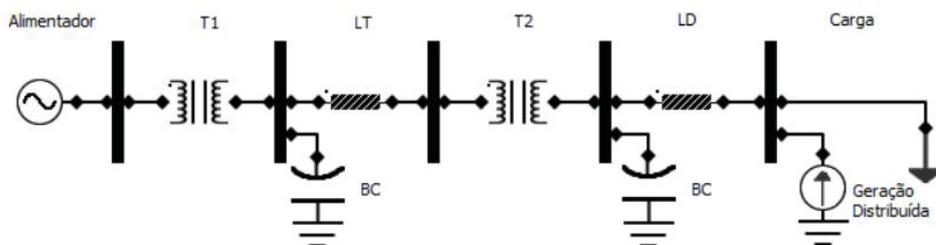
na qual,  $\rho$  é a resistividade em  $[\Omega.m]$ ,  $l$  é o comprimento de um cabo condutor em  $[m]$  e  $A$  é a área de sua secção transversal em  $[m^2]$ . Através da combinação de (4.2.1) e (4.2.2), pode-se fazer as seguintes inferências:

- A *Hosting Capacity* é proporcional ao quadrado do nível de tensão;
- A *Hosting Capacity* é linear à margem de sobretensão; e
- A *Hosting Capacity* é inversamente proporcional à distância entre o transformador e o gerador distribuído.

A *Hosting Capacity* do sistema para inserção de novas fontes de energia (eólica ou fotovoltaica) pode ser afetada diretamente pelos limites estabelecidos para as tensões, sobretudo, quando se considera os limites de sobretensão nos sistemas de distribuição.

No que tange os níveis de tensões, estes podem ser adequados via correção de fator de potência, ou seja, com inserção de banco de capacitores no sistema da concessionária e/ou no interior das plantas consumidoras industriais e comerciais, conforme ilustrado na Figura 15. A quantidade de reativo capacitivo depende, evidentemente, do comprimento da rede, das reatâncias percentuais dos transformadores, das cargas, entre outros (OLIVEIRA T.C., 2015).

FIGURA 8 - ALIMENTADOR HIPOTÉTICO DE DISTRIBUIÇÃO COM BANCOS DE CAPACITORES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA



Fonte: (OLIVEIRA T.C., 2015)

Uma vez conectadas GDs através de inversores – configurados para trabalhar com fator de potência unitário – no ponto de acoplamento, conforme Figura 6, parte da potência ativa será fornecida por esta. Isto levará a um aumento da potência reativa disponível neste ponto, haja vista que não haverá, nesta situação, necessidade de correção de fator de potência na mesma magnitude anteriormente feita, dada a mudança do fluxo de potência. Do ponto de vista da concessionária, tal efeito é visto negativamente pois além de poder influenciar no módulo da tensão, também piora o fator de potência. A sobra de potência

reativa capacitiva em sistemas elétricos está diretamente vinculada à elevação da magnitude da tensão (KERCHNER; CORCORAN, 1997), levando a possíveis violações de limites superiores de níveis de tensão. Em outras palavras, haverá um valor, dependendo do sistema de distribuição, do ponto de conexão e das normas vigentes, máximo de potência de GDs que podem ser hospedadas na rede sem que tais valores de sobretensão sejam violados.

Para tratar sobre os níveis de tensão aceitáveis e não aceitáveis a serem fornecidos aos consumidores, utiliza-se do PRODIST Módulo 8, que se refere a Qualidade da Energia Elétrica (ANEEL, 2018b). Para os níveis de tensão da rede de distribuição à uma definição de acordo com o valor destes, podendo ser considerados, adequados, precários ou até crítico. A faixa de tensão determinada pela norma pode ser verificada na Tabela 6.

TABELA 6 – PRODIST: PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1KV E INFERIOR A 69KV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
<b>Adequada</b>	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
<b>Precária</b>	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
<b>Crítica</b>	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

FONTE: (ANEEL, 2018b)

De modo a avaliar a tensão em regime permanente, utiliza-se de medições apropriadas, tanto para avaliações individuais quanto para coletivas, nas seguintes metodologias, eventual, ou seja, quando o consumidor relata a reclamação para a concessionária ou por determinação da ANEEL e amostral, que são medições determinadas pela ANEEL, de acordo com sorteio trimestral (ANEEL, 2018b).

A conexão de geradores no SEDP não pode alterar os níveis dos parâmetros elétricos estipulados na regulação. Dessa forma, em relação aos níveis de tensão no ponto de conexão o Módulo 8 do PRODIST considera os principais pontos:

- a) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação igual ou superior a 230 kV deverá ser a tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão;

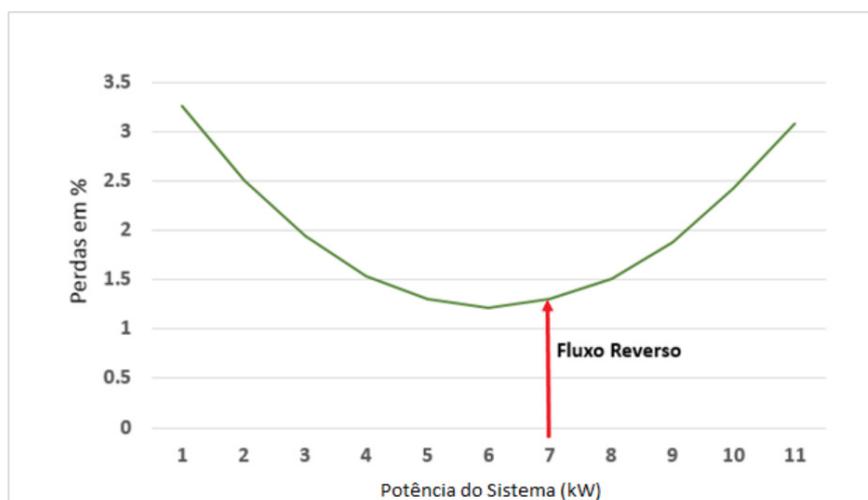
- b) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação inferior a 230 kV deverá situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão.

### 2.2.3 Método da avaliação de *Hosting Capacity* com relação ao parâmetro sobrecarga

Os condutores do sistema elétrico, seja no setor de geração, transmissão ou distribuição, possuem limite térmico para condução de corrente sem que haja prejuízo ao tempo de vida útil ou suportabilidade térmica ou mesmo ocorrências de mau funcionamento (falhas). A capacidade de condução de corrente de tais elementos é determinada por um conjunto de fatores, como seção transversal, cobertura dos condutores, disposição destes, material, temperatura externa, etc.

Podem ser observados que maiores efeitos da sobrecarga ou sobrecorrente quando envolvem redes com inserção de geração distribuída. Tais efeitos variam em função do local de instalação, da tecnologia aplicada na rede bem como do carregamento do sistema, porém podem exibir um comportamento similar na efetiva diminuição das perdas em termos da potência de geração distribuída instalada. A Figura 16 exemplifica este comportamento ao analisar a inserção de geração fotovoltaica em uma rede elétrica de distribuição.

FIGURA 9 - GRÁFICO DE PERDAS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, INSTALADO EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO



Fonte: (LABECA, 2016)

Ressalta-se que este é o padrão tipicamente encontrado de comportamento da efetiva variação das perdas no sistema elétrico em função do aumento da inserção de geração distribuída, neste caso fotovoltaico. Tal curva mostra a característica desta inserção em termos de eficiência energética. Percebe-se, num primeiro momento, que há uma diminuição nas perdas do sistema. A partir de um determinado ponto de mínimo há uma inversão neste quadro de aumento da eficiência energética, o que ocorre justamente no momento de inversão do fluxo de potência. Tal ponto de inversão varia com cada rede dependendo de suas características e do carregamento local – carga baixa, média ou alta.

A partir do ponto de inversão do fluxo (ponto de mínimo da curva), as perdas passam a elevar-se novamente. Parte importante no trabalho de análise de *Hosting Capacity* é entender em qual momento as perdas se tornam inaceitáveis ou, ainda, em que momento o alimentador terá seu limite de condução de corrente violado. No trabalho em questão será considerado, para efeitos de cálculo de *Hosting Capacity*, o momento em que a corrente ultrapassa o valor limite de capacidade de condução de corrente do condutor ou ainda de dispositivos diversos constituintes da rede de distribuição (transformadores, filtros, etc.). Esta análise será realizada a partir de modelagem da rede de distribuição a ser estudada, conduzindo avaliações com distintos cenários de inserção de geração distribuída.

#### 2.2.4 Microrredes

O conceito de microrrede pode ser atribuído a uma rede de distribuição alimentada por fontes de geração distribuída e sistemas de armazenamento e pode operar de forma conectada/ilhada ou isolada, segundo o PRODIST Módulo 1 publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2018a).

As microrredes são integradas como redes de energia locais que usam REDs e gerenciam o fornecimento e a demanda de energia locais, devem ser controláveis através de sistemas de gerenciamento e deve ser possível opera-las de modo ilhado e conectado à rede principal. Considerando um modelo ideal, no sistema podem ser visualizadas como uma barra que pode ter tanto energia injetada quanto consumida, sem considerar que há uma série de equipamentos, controles e transitórios de

geradores por trás daquele ponto (GAGNON; HOLM., 2018). Para os operadores, é mais fácil de gerenciar o sistema dessa maneira, aumentando a sua confiabilidade.

A inserção de microrredes (MGs) pode contribuir para um fornecimento de energia mais sofisticado, mais controlável e mais confiável, considerando-se que os recursos energéticos distribuídos (REDs) em sua grande maioria são renováveis e ajudam a minimizar as perdas do sistema e a minimizar as emissões de carbono. São redes de energia menores, altamente controladas, que alimentam suas cargas principalmente a partir de unidades de geração locais e descentralizadas, ou seja, geração distribuída (GD).

O desafio funcional das redes de distribuição ativas é a baixa confiabilidade e a dependência climática das fontes de energia renováveis. Outra dificuldade é a falta de padrões regulatórios para operação das microrredes por se tratar de um modelo muito recente e não aplicado extensivamente.

No Brasil há alguns projetos-piloto realizados em grande parte pelas distribuidoras em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento com relação à construção, operação e controle de microrredes.

Em setembro de 2020, a Aneel autorizou a (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL), 2021), em um *sandbox*, regulatório a realizar uma chamada pública para a contratação de energia de geração distribuída (1 a 30 MW), podendo ser advinda de produtores independentes de pequeno ou médio porte, desde que constituíssem uma microrrede. Neste cenário, os geradores poderiam vender energia para a Copel a fim de alimentar um grupo de consumidores próximos, sendo da distribuidora o controle e segurança da operação. Essa iniciativa da COPEL buscou a redução das perdas técnicas e o aumento da qualidade da energia fornecida, reduzindo inclusive índices DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) na região. A figura 11 mostra um modelo de microrrede proposto na chamada pública DIS GD 001/2020 – realizada pela COPEL.

FIGURA 10 - MODELO MICRORREDE PROPOSTO NA CHAMADA PÚBLICA DA COPEL



Fonte: (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL), 2021)

### 2.3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

A inserção de recursos energéticos distribuídos nas redes ativas de distribuição promove a melhoria do sistema elétrico em relação à redução de perdas técnicas devido à proximidade entre fontes geradoras e cargas, e pode contribuir para a contingência do sistema de distribuição.

Os trabalhos existentes na área trazem abordagens que abrangem as principais variáveis que afetam a *Hosting Capacity* em função da inserção de geração distribuída fotovoltaica, grandes parques eólicos e fazendas solares. O presente trabalho de pesquisa pretende, num primeiro momento, sistematizar os distintos fatores impactantes no cálculo da *Hosting Capacity*, bem como apresentar uma visão geral do estado da arte sobre o tema, seguido de uma avaliação dos equacionamentos e estratégias existentes destinados ao cálculo desta capacidade que o sistema de distribuição, ou mesmo transmissão, tem para a inserção destas fontes alternativas. Complementarmente, almeja-se, também, neste estudo dissertativo, o estabelecimento de um processo integrado de cálculo de *Hosting Capacity*, o qual incorporará os principais fatores limitantes desta inserção de geração eólica e fotovoltaica. Tal procedimento terá sua avaliação de desempenho feita via estudo de caso computacional.

### 2.3.1 *Non-Wires Alternatives* (Alternativas não-fio)

A aplicação de *Non-Wires Alternatives* (Alternativas não-fio) pode ser uma alternativa para a viabilidade técnica em ambientes remotos, com dificuldade de licenciamento e com alto custo de investimento. Dessa forma, os REDS podem mitigar impactos no sistema elétrico e contribuir com os serviços ancilares (GAGNON; HOLM., 2018):

- Controle de tensão: os REDS podem realizar o controle de injeção ou absorção de potência reativa na rede por meio de inversores, sistemas fotovoltaicos e baterias, propiciando a garantia dos níveis de tensão dentro dos limites regulatórios;
- Controle de frequência: atualmente, o controle de frequência é realizado pela reserva girante das unidades geradoras, que propiciam elevada inércia para o sistema e, portanto, garantem a estabilidade. O controle de frequência na distribuição seria utilizado para pequenas oscilações existentes na rede, causadas pela inserção dos REDs, podendo ser realizado, nesse caso, por baterias, que apresentam respostas rápidas de controle de frequência para a rede;
- Reservas operativas: corresponde ao balanço de potência entre a geração e as cargas, de forma que possa suprir desequilíbrios e desvio de previsão, assim como, possibilitar reservas de contingenciamento e cargas não planejadas;
- Capacidade de realizar *Black Start*: capacidade de contribuir com o consiste na retomada do fornecimento de energia e após uma falha no fornecimento de energia elétrica (*blackout*);
- *Peak shaving* (corte de pico de demanda) e *load leveling* (nivelamento da curva de carga): correspondem ao corte do pico de carga e à redistribuição da demanda na curva de carga no alimentador, respectivamente, onde o *peak shaving* consiste em retirar o pico da carga do alimentador e fornecer o atendimento do mesmo por uma outra fonte como, por exemplo, pela descarga de uma bateria, reduzindo assim a sobrecarga do alimentador. Já o *load leveling*, por sua vez, corresponde à distribuição da demanda na curva de carga do alimentador para propiciar um aumento de estabilidade no carregamento da rede, sendo realizada por meio do aumento da demanda em horários de carga leve e alívio de carga no horário de pico, sendo executada por meio de sistemas de armazenamento, ou ainda, GLD.

Os serviços de gerenciamento de fluxo podem ser realizados através de um sistema de geração, armazenamento ou ainda veículos elétricos com a tecnologia

V2G (*vehicle-to-grid*) de forma que sejam considerados serviços ancilares para a rede de distribuição. Entretanto, é relevante destacar que para os prosumidores (consumidores conectados à rede que também podem gerar energia elétrica) de sistemas de micro e minigeração distribuída a realização de serviços ancilares ainda não é atrativa, uma vez que estes atuam sob sistema de compensação de energia, sendo beneficiados apenas com os créditos gerados pela inserção de potência ativa na rede.

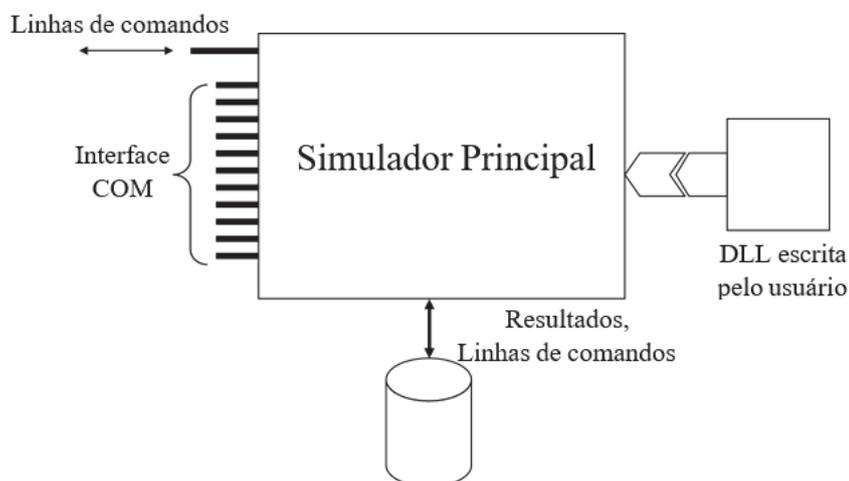
## 2.4 MÉTODO DA SIMULAÇÃO NO OPENDSS

Esta seção apresenta a implementação da metodologia no software OpenDSS (DUGAN, R.C. AND MCDERMOTT, 2011).

### 2.4.1 Estrutura básica do OpenDSS

A estrutura do software OpenDSS é composta por elemento de definição de dados, a interface e os elementos de circuito foram desenvolvidos na linguagem orientada a objetos Object Pascal, originalmente através do ambiente de desenvolvimento Delphi. As funções para soluções e cálculos, principalmente a solução de matrizes esparsas foram escritas nas linguagens C e C++. A estrutura final do software OpenDSS resultante deste trabalho pode ser visualizado na Figura 16:

FIGURA 11 - ESTRUTURA DO SOFTWARE OPENDSS



FONTE: DUGAN (2013)

O OpenDSS não necessita de um sistema administrador de banco de dados para operação. As saídas do programa são obtidas através dos scripts results ou a interface Component Object Model (COM), conforme destacado na Figura 16. Os resultados das simulações são disponibilizados nos formatos de arquivo de texto ou exportados no formato Comma Separated Value (CSV) que podem ser manipulados através de aplicativos como o Microsoft Excel ou MATLAB para pós-processamento.

Dugan (2013) destaca que através da interface COM é possível inserir valores em qualquer banco de dados ou acessar as funções internas do OpenDSS. Isto permite ao usuário projetar soluções personalizadas através da utilização de linguagens de programação conhecidas, como VBA, C# ou até mesmo o MATLAB. Outra característica estrutural do OpenDSS é a possibilidade de modificação do código fonte ou a comunicação através do desenvolvimento de arquivos Dynamic Link Library (DLL).

A plataforma desenvolvida em código aberto permite que o programa seja modificado desde que o contrato de licença de distribuição seja respeitado. Através do desenvolvimento de uma DLL o usuário pode ter acesso aos módulos internos, realizar novos tipos de estudos, obter relatórios, preocupando-se exclusivamente com o modelo do dispositivo de interesse na simulação, deixando que o OpenDSS execute outras funções do sistema de distribuição. Ainda que muitas funcionalidades do OpenDSS sejam acessíveis somente a usuários que possuam conhecimentos avançados em programação, a utilização das funções internas através da interface de scripts permite a usuários comuns utilizar o software manipulando estas funções possibilitando a realização da simulação desejada.

#### 2.4.2 Fluxo de potência no OpenDss

O fluxo de potência pode ser executado em diferentes modos, incluindo o modo padrão, o modo diário ou anual, o modo de Monte Carlo e, por fim, o modo que permite que a carga varie em função do tempo. O modo padrão realiza o cálculo de fluxo de potência para uma condição particular, em geral, esse modo é usado para estudos que se pretende conhecer as condições limites do circuito, ou seja, máxima e mínima demanda. Em modo diário, em geral realiza 24 vezes o cálculo de fluxo de potência, correspondentes a cada hora do dia, porém é possível que o dia seja discretizado em minutos ou até mesmo em segundos, nesse caso o OpenDSS deve realizar 1440 e 86400 vezes o cálculo do fluxo de

potência, respectivamente. Além modo diário existe também o modo anual, no qual se espera calcular 8760 vezes o fluxo de potência e, por fim, o modo *dutycycle* que permite ao usuário selecionar o período de tempo e em quantas vezes esse período deve ser particionado.

### 2.4.3 Conceito do Método Padrão

O cálculo do fluxo de potência para as redes de transmissão de energia elétrica apresentam métodos tradicionais como por exemplo: Gauss-Seidel, Newton Raphson e Desacoplado Rápido, conforme referência (GRAINGER, J. J.; STEVENSON, 1994). Esses métodos representam a rede trifásica usando o monofásico equivalente, pois é assumido que a rede é equilibrada na maioria dos casos. Entretanto, para as redes de distribuição esses métodos não são os mais aconselhados, pois as redes de distribuição podem apresentar as seguintes características que dificultam a convergência:

- Alimentadores malhados;
- Elevada relação  $R/X$ ;
- Redes desequilibradas;
- Cargas desbalanceadas; e
- GD.

O processo realizado pelo software OpenDSS baseia-se fundamentalmente na utilização da inversa da matriz de admitâncias nodais da rede completa, como apresentado na Equação 4.3.3.1. Além disso, as tensões nas barras são tratadas como incógnitas e as correntes em função dessas tensões, ou seja, as fontes lineares de tensão são representadas pelo seu Norton equivalente e as cargas e geradores não lineares são representados por uma impedância mais uma fonte de corrente de compensação. A corrente de compensação é a corrente calculada nas barras que apresentam cargas e/ou geradores cujos modelos são não lineares.

O OpenDSS calcula a matriz de admitâncias nodais da carga e/ou gerador na condição de tensão nominal e a inclui na matriz de admitâncias nodais da rede completa, essa matriz de admitâncias nodais calculada na tensão nominal representa a parcela linear do elemento.

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_1 \\ \vdots \\ \hat{V}_j \\ \vdots \\ \hat{V}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1j} & \dots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \dots & \bar{Y}_{jj} & \dots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \dots & \bar{Y}_{Nj} & \dots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_1 \\ \vdots \\ \hat{I}_j \\ \vdots \\ \hat{I}_N \end{bmatrix} \quad (4.3.3.1)$$

#### 2.4.4 Metodologia de cálculo para RED

O software OpenDSS é uma ferramenta abrangente que permite análises de sistemas de energia elétrica e possui uma característica de ser acessível e responde de forma eficaz aos desafios atuais de integração de RED e inserção de geradores distribuídos as RADs. A metodologia de solução pode ser resumida pela equação 4.3.4.1:

$$V_{n+1} = [Y_{Sistema}]^{-1} Ic (Vn) \quad (4.3.4.1)$$

Onde  $n$  é o número de iterações ( $n = 1, 2, \dots$  até convergir),  $V_{n+1}$  é o número da nova projeção para os valores das tensões,  $V_n$  é o vetor de tensões para a iteração anterior, ou mesmo,  $V_n = V_0$ , em que  $V_0$  é o vetor de palpites iniciais para as tensões,  $Y_{Sistema}$  é a matriz de admitância do sistema e, por fim,  $Ic$  representa o vetor constituído pelas correntes de compensação dos equipamentos (cargas, geradores, etc.).

#### 2.4.1 Modelo de RED

O recurso energético distribuído é modelado conforme (RADATZ, 2015) combinando o arranjo de células fotovoltaicas junto com o inversor. É importante ressaltar que a formulação pressupõe que o inversor seja capaz de rastrear rapidamente o ponto de máxima potência (PMP) do painel, uma suposição adequada para a maioria dos estudos de impactos de interconexão de recursos energéticos distribuídos (RADATZ; et al., 2020). A potência do recurso energético distribuído é calculada conforme equação (4.3.1.1).

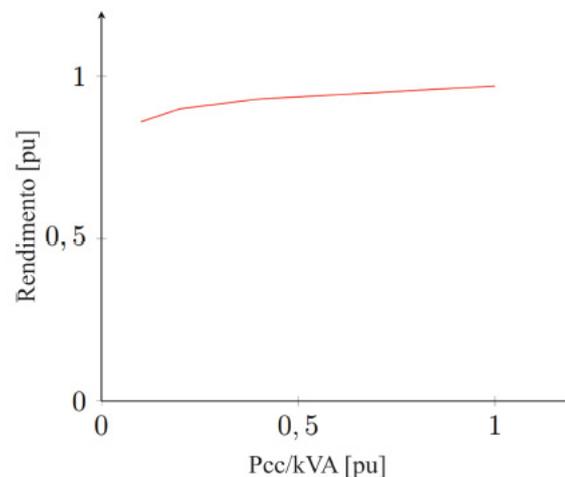
$$P_{red} = P_{cc} \cdot n_{inversor} \quad (4.3.1.1)$$

Em que  $P_{cc}$  é a potência de saída do painel fotovoltaico e  $n_{inversor}$  é o rendimento do inversor para uma dada potência de saída. O rendimento do inversor pode ser obtido com auxílio da curva apresentada na Figura 18, a qual caracteriza a variação da eficiência no inversor como uma função da potência do painel,  $P_{cc}$ , em por unidade da potência nominal do inversor em kVA. Já a potência de saída do painel pode ser calculada conforme equação (4.3.1.2).

$$P_{cc} = P_{mpp} \cdot Irrad \cdot FC(temp) \quad (4.3.1.2)$$

Em que  $P_{mpp}$  representa a máxima potência nominal do arranjo fotovoltaico para 1 kW/m<sup>2</sup> de irradiância, sua unidade é kW.  $Irrad$  representa a irradiância no arranjo fotovoltaico e, por fim,  $FC(temp)$  representa um fator de correção para uma dada temperatura,  $temp$ , no painel. Para este trabalho foi utilizada uma temperatura ( $temp$ ) igual a 25°C.

FIGURA 12 - CURVA DE EFICIÊNCIA DO INVERSOR



FONTE: Adaptado de (RADATZ; et al., 2020)

#### 2.4.2 Limites considerados

Algumas restrições técnicas são importantes para a correta operação da rede elétrica. Ainda que se deseje avaliar impactos da instalação dos recursos energéticos, na

modelagem do problema não serão admitidas algumas violações. A equação (4.3.2.1) diz respeito aos limites de tensão nos barramentos.

$$V_k = V_k^{max} = 1,05 pu \quad (4.3.2.1)$$

Esta restrição impõe que, em nenhum barramento do sistema, a tensão de operação,  $V_k$ , deverá ultrapassar, por conta da instalação de unidades de geração, o limite  $V_k^{max}$  é de 1,05 pu. A escolha do valor se dá como forma de adequar a operação do sistema ao módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018b).

## 2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os principais conceitos utilizados nesta dissertação. Iniciou-se com a apresentação do arcabouço regulatório e a importância de conhecer a regulamentação referente à geração distribuída.

Foram também apresentados os conceitos de curva de carga de um cliente residencial e as projeções de crescimento do setor fotovoltaico no Brasil. E ainda, o capítulo aborda de forma sucinta o conceito de deslocamento de carga com uma forma clássica do gerenciamento pelo lado da demanda.

Por fim, foram apresentadas algumas tecnologias de armazenamento de energia em baterias e suas aplicações, por exemplo, aplicações de deslocamento de pico de carga, *backup* durante o momento de falta de energia, e aplicações para mitigar a variação da geração de fontes renováveis.

### 3 REVISÃO DA LITERATURA

A revisão de literatura será embasada em verificar como a inserção de RED com foco em GD pode causar impacto ao SEPD e como mitigar os impactos através de armazenamento para propiciar um aumento na *Hosting Capacity* de determinado sistema e evitar a violação dos níveis de tensão e carregamento. Foi verificada a literatura em relação aos aspectos de prestação de serviços ancilares por geradores e REDs e o planejamento das redes ativas de distribuição.

#### 3.1 ESTRATÉGIA DE COLETA DE MATERIAIS

A etapa de coleta de materiais foi iniciada através do levantamento do estado da arte relacionado ao tema em questão, que é o planejamento da rede ativa de distribuição, e a inserção de RED, levando em consideração a geração distribuída, armazenamento de energia em baterias, veículos elétricos e resposta da demanda. Assim, iniciou-se a coleta de artigos científicos através do Portal de Periódicos da Capes, disponibilizado pelo Ministério da Educação (MEC).

Quanto aos critérios de seleção, para uma coleta ampla de artigos científicos foram levadas em consideração as combinações de palavras-chave relacionadas aos temas: geração distribuída, armazenamento, veículos elétricos, planejamento, serviços ancilares.

A combinação das palavras-chave resultou em quatro eixos de buscas, conforme pode-se observar na TABELA 2.

TABELA 2 - PALAVRAS-CHAVE PARA A PESQUISA DE PERIÓDICOS

PESQUISA	PALAVRAS-CHAVE + EIXO PESQUISA
I	Geração Distribuída + Planejamento
II	Geração Distribuída + Serviços Ancilares
III	Armazenamento + Planejamento
IV	Armazenamento + Serviços Ancilares

Fonte: A autora (2024).

Após a definição das palavras-chave, foram escolhidos quatro artigos com o objetivo de validar as palavras-chave e dar sequência à coleta dos artigos científicos.

Os artigos utilizados para o processo de validação das palavras-chave estão apresentados na TABELA 3.

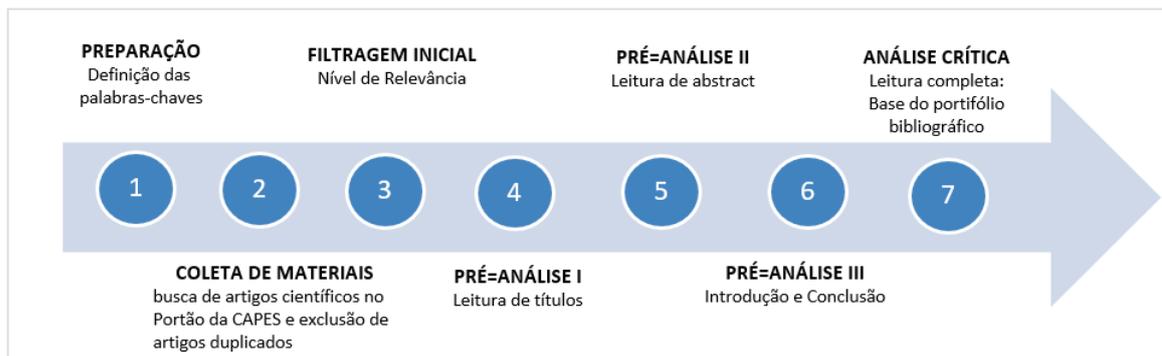
TABELA 3 - VALIDAÇÃO DAS PALAVRAS-CHAVE

PESQUISA	ARTIGO DE VALIDAÇÃO DE PALAVRAS-CHAVE	PERIÓDICOS
I	A Specialized Long-Term Distribution System Expansion Planning Method With the Integration of Distributed Energy Resources	IEEE Transactions on Industrial Informatics
II	An intelligent load priority list-based integrated energy management system in microgrids	Elsevier
III	Expansion Planning of Active Distribution Networks With Multiple Distributed Energy Resources and EV Sharing System	IEEE Transactions on Smart Grid
IV	Application of the Distributed Generation, Micro and Smart Power Grid in the Urban Planning	IEEE Transactions on Smart Grid

FONTE: A autora (2022).

Uma vez validadas as palavras-chave e as bases de dados (Editoras), deu-se início ao processo de busca dos artigos científicos. Para isso, utilizou-se a metodologia de seleção de portfólio bibliográfico sugerida por (ENSSLIN; *et al.*, 2011). Desta forma, foi definido um fluxograma para ilustrar o procedimento percorrido conforme apresentado na Figura 12.

FIGURA 13 – ESTRATÉGIA DE COLETA E ANÁLISE DE ARTIGOS CIENTÍFICOS



Fonte: A autora (2024).

A primeira filtragem foi realizada através da exclusão dos artigos duplicados; a segunda ação foi por intermédio da avaliação do grau de relevância do artigo, através do ano de publicação e do alinhamento das palavras chaves ao tema da pesquisa.

Na etapa de pré-análise I, realizou-se a leitura dos títulos e, na etapa pré-análise II, foi realizada a leitura dos resumos (abstract) dos artigos selecionados, seguindo para a pré-análise III, em que foi realizada a leitura da introdução e das conclusões que resultou em 24 artigos considerados relevantes para a presente pesquisa, conforme apresentado na TABELA 4.

TABELA 4 - PORTFÓLIO DOS ARTIGOS SELECIONADOS

ITEM	TÍTULOS DOS ATIGOS BASE PARA PEQUISAS	PERIÓDICOS
I	A Specialized Long-Term Distribution System Expansion Planning Method with the Integration of Distributed Energy Resources	IEEE Transactions on Industrial Informatics
II	An intelligent load priority list–based integrated energy management system in microgrids	Elsevier
III	Expansion Planning of Active Distribution Networks With Multiple Distributed Energy Resources and EV Sharing System	IEEE Transactions on Smart Grid
IV	Comprehensive Optimization Model for Sizing and Siting of DG Units, EV Charging Stations, and Energy Storage Systems	IEEE Transactions on Smart Grid
V	Application of the Distributed Generation, Micro and Smart Power Grid in the Urban Planning	IEEE Transactions on Sustainable Energy
VI	Smart Distribution Network Reconfiguration Based on Optimal Planning of Distributed Generation Resources Using Teaching Learning Based Algorithm to Reduce Generation Costs, Losses and Improve Reliability	IEEE Electrical Engineering
VII	Operation Planning of a Microgrid Considering the Resiliency in the Presence of Energy Storage Systems	IEEE Smart Grid
VIII	Energy Storage Expansion Planning in Microgrid	IEEE Power Electronics and Power Engineering
IX	A Hybrid Optimization Method for Distribution System Expansion Planning with Lithium-ion Battery Energy Storage Systems	IEEE Sustainable Power and Energy
X	Electric vehicle charging infrastructure planning for integrated Transportation and power distribution networks: A review	Elsevier
XI	Utilization of Electric Vehicles for Vehicle-to-Grid Services: Progress and Perspectives	Energies
XII	A Multi-Objective Hybrid Genetic Algorithm for Sizing and Siting of Renewable Distributed Generation	Applied Science
XIII	Integrating ancillary services from demand side management and distributed generation: An optimal model	IEEE Smart Energy Systems and Technologies
XIV	Ancillary Services Offered by Distributed Renewable Energy Sources at the Distribution Grid Level: An Attempt at Proper Definition and Quantification	Applied Science
XV	Integration Of Distributed Generator for Frequency Regulation And loss compensation Ancillary Services	IEEE Technology
XVI	Virtual Energy Storage System Using Aggregated Electric Vehicles for Ancillary Services in Distribution Grid	IEEE Electrical and Electronic Technologies for Automotive
XVII	A Review of Energy Storage Participation for Ancillary Services in a Microgrid Environment	Inventions
XVIII	Real-time Control of Battery Energy Storage Systems to Provide Ancillary Services Considering Voltage-Dependent Capability of DC-AC Converters	IEEE Transactions on Smart Grid
XIX	Optimal Charging Strategy of an Electric Vehicle Aggregator in Ancillary Service Market	IEEE Innovative Smart Grid Technologies
XX	Ancillary Services Analysis based on Multiple-Area of V2G Operation – Frequency Regulation Service	IEEE Industrial Electronics Society
XXI	Electric vehicle recharge strategies for frequency control in electrical power systems with high wind power generation	IEEE Electrical Engineering and Power Systems
XXII	Optimal Energy Storage Allocation Strategy by Coordinating Electric Vehicles Participating in Auxiliary Service Market	IEEE Electrical and Electronic Technologies for Automotive
XXIII	Vehicle-to-grid Ancillary Services using Solar Powered Electric Vehicle charging Stations	IEEE Electronics, Information, Communication & Technology
XXIV	Demand Response of Ancillary Service from Industrial Loads Coordinated with Energy Storage	IEEE Transactions on Power Systems

FONTE: A autora (2022).

## 3.2 ANÁLISE DA LITERATURA

Esta seção apresenta uma análise dos artigos que fazem referência à geração distribuída com aplicações de sistemas fotovoltaicos e como a integração de recursos energéticos distribuídos pode contribuir para o planejamento das redes ativas de distribuição. Ao decorrer da análise, observou-se o tipo de problema, tipo de geração, RED utilizado, horizonte de planejamento, *software* utilizado e demais pontos importantes

### 3.2.1 Planejamento das redes ativas de distribuição com a inserção de recursos energéticos distribuídos

O trabalho I de (LUO et al., 2014) estuda o planejamento urbano de redes de distribuição considerando a interligação de geração distribuída em uma microrrede local e a evolução de sistema de Smart Grid sem fio. Foi realizado um estudo de caso considerando a maximização a captação de energia renovável e criando microrredes considerando grupos de cargas como rede pública, rede de usuários e rede industrial. O resultado da análise verificou que os recursos de energia solar da cidade poderiam ser gerados 1,845 bilhão de kWh/ano, equivalente a 67,6% do consumo de energia elétrica do centro da cidade. A implementação de microrredes e a instalação de medidores inteligentes são fatores relevantes para a evolução de uma rede inteligente conectada à internet. Os medidores inteligentes são fundamentais para fornecer informações dos usuários, controle de consumo e também ser fonte de dados confiáveis para as concessionárias de energia. Dessa forma, os medidores seriam a forneceria uma base de hardware crítica para a construção de uma rede inteligente.

No trabalho II de (NAGHIZADEH; AFRAKHTE; ZIAPOUR, 2018) foi utilizado o método de Otimização Baseada em Ensino e Aprendizagem (TLBO) para a reconfiguração da rede de distribuição para a minimização do custo de perdas e energia não suprida na rede. O trabalho abordou o planejamento de uma fonte de geração distribuída em modo inteligente por 24 onde calculou-se a localização ótima e a quantidade de fonte de geração distribuída por pico de carga e observou-se que este procedimento reduz as perdas em até 63% e a potência não suprida em 62%. Dessa forma, o estudo fornece a possibilidade de reconfiguração e planejamento de hora em hora, o que causa melhor desempenho do sistema e perdas otimizadas.

O sistema de distribuição tem uma estrutura mais vulnerável em comparação com o sistema de transmissão, e o crescimento de conexões de unidades de geração distribuída (GD) requer ações de planejamento adequadas para assegurar os níveis de qualidade e confiabilidade do SEPD, conforme trabalho III de (ERDINÇ et al., 2018). O estudo propõe um modelo de otimização para Dimensionamento e localização de Unidades geradoras GD (eólica e solar), estações de carregamento VE e penetração de sistemas de armazenamento de energia (SAE) no SEPD, através da formulação do problema de programação cônica de segundas ordem. O objetivo do estudo foi determinar limites para conexão de um ponto de conexão específico dentro do sistema de distribuição, estações de carregamento de VE de forma que os limites operacionais não sejam violados e integrar SAE. O artigo mostra diminuição de carregamento dos alimentadores após considerar a inserção de REDs ao sistema de distribuição e evita as perdas de energia ativa que possam ser oriundas de linhas de transmissão e distribuição. Para os períodos em que a geração de energia renovável for baixa, os SAE complementam o fornecimento, evitam a sobrecarga da rede e ajudam a manter o nível de tensão dentro dos limites regulatórios.

O trabalho IV de (ALAHMED; AL-MUHAINI, 2020) propõe um sistema de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) baseado em lista de prioridade de cargas (LPC) inteligente em microrrede (MIC). A metodologia proposta nesta pesquisa visou reduzir as operações de energia com a rede principal através da resposta da demanda baseada na lista de prioridade de carga (LPL), principalmente quando o preço da energia da rede principal é alto. Os resultados apresentados mostraram a eficácia da do sistema proposto e poderia contribuir para minimizar cortes de cargas essenciais. A LPL foi a grande contribuição deste artigo e não só pode decidir qual carga reduzir, mas também indicar a quantidade de kW a serem eliminados de cada categoria de carga.

No trabalho V de (WANG et al., 2020) é proposto um modelo de otimização através de métodos estocásticos e considerando a aplicação de Algoritmo de Agregação Natural (NAA) para otimização de dimensionamento e localização de Unidades geradoras GD (eólica e solar) e REDs heterogêneos na rede ativa de distribuição (geração distribuída, estações de carregamento de Veículos compartilhados) e sistema de armazenamento de energia. O resultado da simulação mostrou a aplicação do modelo proposto para melhoria da qualidade do serviço de carregamento e redução do custo de energia. A simulação também demonstra a

necessidade de considerar a análise técnica de vários tipos de recursos energéticos no planejamento de expansão da rede de distribuição.

No trabalho VI de (SHEIBANI; MOSHARI, 2020) é apresentada uma nova estratégia para planejamento probabilístico da operação e um sistema de armazenamento de uma microrrede. Dessa forma, em um evento crítico de falta de energia no sistema é possível que cargas críticas sejam restabelecidas através de microrredes com inserção de BESS conectadas ao sistema. No trabalho é proposto um novo modelo baseado em cenários para o planejamento operacional de uma microrrede de resiliência ótima. Os resultados mostram que o problema orientado para a resiliência, as interrupções de carga e os custos operacionais de microrredes aumentam. Estes desafios podem ser melhorados na presença da BESS e utilizando o modelo proposto para o planejamento operacional. Por outro lado, ao considerar a possibilidade de desconexão da rede a montagem. Os Número de horas de trabalho diárias dos CPSS diminuem. Nesta situação, a BESS pode também impedir as centrais elétricas convencionais em algumas horas de trabalho diárias das centrais elétricas convencionais em algumas horas, em comparação a ausência de BESS.

No trabalho VII de (AHMADIAHANGAR et al., 2020) é abordado o aspecto do agregador de microrredes e o planejamento de armazenamento de energia , considerando o excedente gerado seja utilizado quando necessário e evite o pagamento de custo para investimento para crescimento da carga. A Microrrede é formulada linearmente e efeito de turbinas eólicas em um novo modelo estocástico e a proposta diminui o custo do planejamento da expansão da rede de transmissão, considerando o armazenamento de energia é muito mais barato do que os custos de investimento da linha de transmissão.

No trabalho VIII de (TRPOVSKI et al., 2020) é proposta uma abordagem robusta de planejamento de expansão do sistema de distribuição para uma instalação combinada de novas linhas e sistemas de armazenamento de energia. Um método de otimização híbrido usando um algoritmo genético meta-heurístico (GA) e um programa de restrição quadrática de inteiro misto (MIQCP) é definido. Este trabalho propõe um modelo de planejamento de expansão do sistema de distribuição para colocação e dimensionamento de BESS combinado com a instalação de nova linha ou reforço de linha existente. O modelo proposto diferencia-se das metodologias existentes por utilizar uma abordagem híbrida que consiste em um AG com uma sub-otimização de programa de restrição quadrática de inteiro misto (MIQCP).

No trabalho IX de (ZANIN et al., 2021) mostra a aplicação de um modelo de otimização multiobjetivo para empreendimentos de geração distribuída, considerando aspectos técnicos e econômicos. Foi proposta uma metodologia de alocação de empreendimentos de GD utilizando um algoritmo genético e a métrica max-min para formação de um conjunto-Pareto de soluções considerando aspectos relevantes como redução de perdas ativas de energia no SEPD, o custo de implantação do seu empreendimento, considerando os custos de conexão. Pode-se concluir que o modelo multiobjetivo para alocação de GD é eficaz no que tange ao horizonte de planejamento da distribuição, permitindo avaliar a inserção de GD em possíveis barras e com modularizações diferentes. Isso possibilita que o planejador crie estratégias de redução do custo de implantação para o empreendedor e/ou das perdas ativas de energia, a depender do critério de tomada de decisão adotado após obtenção da fronteira de Pareto. que o setor elétrico deve buscar melhora tecnológica e redução de custos da fonte fotovoltaica (como já tem ocorrido) para aumentar sua competitividade.

No trabalho X de (UNTERLUGGAUER et al., 2022) fornece uma revisão abrangente da literatura abordando o posicionamento e o dimensionamento ideais de VE e preocupações com relação à capacidade da infraestrutura de carregamento e modelagem de transporte integradas as redes. Através da pesquisa realizadas constatou-se necessidade uma modelagem mais detalhada da demanda de carregamento que leva em consideração a variabilidade e a incerteza para permitir uma melhor compreensão do impacto da rede elétrica de VE e considerar diferentes tipos de tecnologias de carregamento e estudos de caso em larga escala.

No trabalho XI de (RAVI; AZIZ, 2022) é apresentada uma revisão bibliográfica da utilização de veículos elétricos com baterias como um elemento ativo de uma rede de distribuição sendo importante para satisfazer demandas como ar-condicionado, cargas auxiliares. A penetração de VE no sistema pode acarretar perdas de energia na atual infraestrutura do sistema considerando que será uma carga adicional para a rede. Dessa forma, se faz necessária uma geração adicional de energia da rede, o que irá necessariamente aumentar o custo do sistema e o custo da energia consumida. Por isso é necessário prever sistemas de carregamento controlado inteligente e utilização do V2G considerando que as baterias seriam utilizadas para apoiar no fornecimento de energia para a rede. Podem ser apontados como desafios para o crescimento exponencial do V2G os desafios econômicos, falta de critérios

regulatórios, falta de teste maciço, segurança da rede e degradação da vida útil das baterias. Entretanto, é relevante destacar a importância da diversificação do setor de mobilidade em termos de combustíveis neutros em carbono.

A evolução do sistema elétrico de distribuição (SEPD) com a inserção de RED propõe novos desafios para o planejamento e operação. Nesse contexto o trabalho XII de Lima et al. (2022) apresentou um modelo de programação linear inteira mista integrando unidades de geração distribuída (GD) e estações elétricas de carregamento (EEC) e veículos elétricos (VEs) ao sistema elétrico de distribuição. O modelo proposto contempla a otimização simultânea de investimentos em subestações, circuitos e recursos energéticos distribuídos, incluindo um algoritmo estima a demanda de carregamento de VEs. Dessa forma, pode propiciar planos de expansão com custos menores, uma vez que os custos operacionais do sistema serão reduzidos. Este plano de expansão traz benefícios ambientais contribuindo para a redução das emissões de CO<sub>2</sub>.

### 3.2.2 Serviços ancilares

O trabalho XIII de (CORCHERO et al., 2018) mostra um modelo de otimização para integração de serviços auxiliares de gerenciamento do lado da demanda e geração distribuída através do conceito de agregador. O objetivo é otimizar a interação entre os operadores do sistema de transmissão e distribuição, incluindo troca de informações para monitoramento e aquisição de serviços auxiliares: reserva e balanceamento, regulação de tensão, gerenciamento de congestionamento, tanto para necessidades locais quanto para todo o sistema elétrico. O artigo também considera a participação de operadores de mercado que atuam como terceiros para licitações e flexibilidades de poder de compensação. Foi realizado um estudo de caso para demonstrar a execução e o comportamento da formulação.

No trabalho XV de (MODI; SINGH; BHARGAVA, 2018) foi abordado sobre a utilização do gerador distribuído (GD) para fornecer serviços auxiliares como redução de perda de energia e regulação de frequência considerando a localização ideal de gerador. A alta penetração de DG afeta o controle de frequência e a estabilidade do sistema, por isso considerando a alocação ótima é possível possibilitar a melhor capacidade de GD no sistema e contribuam de forma ativa, aumentando a confiabilidade do sistema considerando também serviços auxiliares podem fornecer

componentes ativos e reativos à DG. Assim, a DG pode participar na reconstrução e reestruturação do sistema de energia.

No trabalho XVI de (ZHANG et al., 2018) apresenta uma rede inteligente considerando a resposta à demanda como uma alternativa de participação ativa dos consumidores na oferta/demanda de energia. A contribuição deste trabalho são as abordagens propostas para fornecer os serviços auxiliares através da combinação de cargas industriais, que podem ajustar o seu consumo de energia e um sistema de armazenamento de energia no local que fornece os ajustes de potência mais granulares. O método de programação diária fornece uma ferramenta para os operadores de instalações para organizar de forma ótima suas atividades de produção com disposição de resposta à procura e também ajuda os operadores de instalações e a compreender o melhor horário de ganho para incentivar uma participação mais industrial cargas para contribuir ativamente para o funcionamento do sistema elétrico.

No trabalho XVI de (HASAN; SHARMA; BRENNAN, 2019) discute a melhor localização para carregamento de VEs, assim como a habilitação dos serviços auxiliares por agregação planejada das baterias do EV, o que dá o privilégio de sustentar as baterias por mais ciclos de vida mantendo o SOC cumulativo (estado de carga de uma bateria que é medida da quantidade de carga que está disponível na bateria). Foi introduzido o conceito de Sistema de Armazenamento de Energia Móvel (MESS) realizando um estudo associando VEs e BESS, para apoiar os EVs a manter a C-Rate (velocidade de carregamento das baterias) saudável enquanto participa dos serviços auxiliares. Foi elaborado um algoritmo definido para demonstrar a transferência dos ativos/dados entre as localidades, bem como dentro de uma localidade. Para resumir, todas as simulações relacionadas à bateria foram realizadas. Assim, o conceito de MESS tem sido explorado para ampliar a capacidade do ESS para os serviços auxiliares. Eventualmente, a abordagem proposta servirá de melhor suporte para fornecer serviços auxiliares. O equilíbrio entre geração e demanda pode ser integrado com mais precisão.

No trabalho XVII de (WU et al., 2019) Com o desenvolvimento da tecnologia Vehicle to grid (V2G), as baterias de veículos elétricos (VE) podem ser um recurso útil de flexibilidade em um mercado de serviços auxiliares. Neste artigo, foi desenvolvido um modelo de otimização para determinar a potência de carregamento e o dimensionamento da reserva auxiliar ao mesmo tempo. Foi proposta uma estrutura que otimiza a potência de carregamento e a potência reguladora ao mesmo tempo e

analisada a capacidade máxima de prestação de serviço auxiliar e estratégias de regulação do seguimento.

No trabalho XVIII de (WIRASANTI, 2019) o artigo propõe a aplicação de V2G como suporte no serviço auxiliar do sistema elétrico e área de operação foi categorizada em dois grupos: nível do estacionamento e nível da casa. Para demonstrar uma aplicação V2G baseada em serviço auxiliar, foi selecionado o serviço de regulação de frequência, cujo o modelo e a estratégia de controle são implementados no DIGSILENT na parte de simulação dinâmica. Os objetivos da simulação são a resposta em frequência, o compartilhamento de energia entre a área de estacionamento e o fator de queda baseado no SoC da bateria e se mostraram satisfatórios par ao sistema. No entanto, este tipo de abordagem requer um novo modelo de negócio para impulsionar ou concretizar o serviço de regulação de frequências ao nível da distribuição.

No trabalho XIX de (RAVEENDRAN et al., 2019) o artigo propõe um estudo sobre a instalação de carregamento de VE com energia fotovoltaica que tem capacidade para serviços V2G para fornecimento de serviços ancilares ao sistema. Os resultados ilustrativos mostram o bom funcionamento do modo V2G e G2V. A integração fotovoltaica reduziu a dependência da rede para carregamento. Como escopo futuro, a integração da restrição de controle nos modos G2V e V2G pode oferecerem maior estabilidade em redes de distribuição elétrica com alta penetração de VE.

No trabalho XX de (CASASOLA-AIGNESBERGER; MARTINEZ, 2020) aborda os desafios para a operação do sistema em decorrência do crescente aumento de penetração de geradores e as estratégias de carregamento de veículos elétricos responsivos (VE) podem ter para mitigar o impacto na estabilidade da frequência causado pela geração de energia eólica flutuante. Para isso, estuda-se a resposta em frequência a diversas condições de vento e estratégias de carregamento de VEs usando um modelo de um sistema elétrico híbrido localizado em uma ilha. Os resultados mostram que a participação de mesmo uma pequena fração da demanda total no controle de frequência pode ter um impacto significativo.

No trabalho de XXI de (DEMOULIAS et al., 2020) aborda se concentra em fornecer a estrutura teórica com relação a tentativa de medir e as funções dos REDs para suporte a estabilidade de frequência e tensão da rede e serem transformadas em futuros serviços auxiliares do sistema. Com base na experiência adquirida com

serviços auxiliares no nível do sistema de transmissão, o artigo propõe a definição, o método M & Q (medir e quantificar), bem como uma estimativa aproximada dos custos e benefícios associados para os seguintes novos serviços auxiliares: resposta inercial, resposta de frequência primária, suavização de potência ativa (limitação de taxa de rampa), troca de potência reativa para fins de regulação de tensão, FRT e contribuição para eliminação de falhas, mitigação de harmônicos de tensão.

No trabalho XXII de (KUMAR; PALANISAMY, 2020) revisa a participação do armazenamento de energia para serviços auxiliares em um sistema de microrrede (MG) sendo apresentada como solução básica de para combinar geradores renováveis e sistemas de armazenamento distribuídos para garantir a confiabilidade e flexibilidade do sistema. Considerando a resposta rápida e controle de estabilidade em MGs, como regulação de tensão e frequência, injeção de potência reativa, equilíbrio de fornecimento e resposta de demanda, os resultados do MG podem ser desenvolvidos no interesse do mercado para futuras pesquisas.

No trabalho XXIII de (YUAN et al., 2021) apresenta serviços ancilares a rede de energia elétrica através da validação experimental de um quadro de controle em tempo real para sistemas de armazenamento de energia em bateria (BESS) para fornecer serviços ancilares a redes elétricas. O objetivo do sistema de controle é a utilização de plena capacidade dos BESS para fornecer serviços auxiliares. Para fornecer um controle de frequência e suporte de tensão fiáveis da BESS, formulamos o problema de controle em tempo real num modelo de otimização não linear tendo em conta a capacidade do conversor DC-AC dependente da tensão e as restrições de segurança da bateria.

No trabalho XXIV de (LIU et al., 2021) Neste artigo, com o objetivo de maximizar os benefícios do mercado de VEs, o problema de alocação ótima de armazenamento de energia é estudado analisando as características e mecanismos de mercado da participação de VEs coordenados de armazenamento de energia em serviços auxiliares. Portanto, melhorar a tecnologia de regulação de VE ou a precisão da previsão pode promover os benefícios. O custo do risco de desempenho de mercado do VE em diferentes níveis de confiança será a direção de pesquisas futuras.

### 3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Outro saldo da análise dos artigos selecionados como portfólio bibliográfico desta pesquisa, foi a possibilidade de realizar uma comparação apresentada na Tabela 5 que apresenta a abordagem técnica de cada artigo e da proposta apresentada neste trabalho. Através das análises realizadas foi possível verificar os principais elementos de estudo, assim como os pontos que ainda não foram abordados pela literatura ou podem ser estudados com profundidade.





A partir da análise do quadro é possível verificar que há dois eixos de pesquisa, sendo o planejamento das redes ativas de distribuição e serviços ancilares.

Para o eixo de planejamento de RADs em relação ao tipo de RED a maioria dos trabalhos analisa a inserção de geração distribuída e conexão de sistemas de armazenamento. Há alguns artigos que analisam o planejamento com a inserção de veículos elétricos (I, II, IV, X e XI). A energia fotovoltaica é a fonte de geração de maior evidência nos artigos analisados. Já para o sistema de armazenamento de energia, é utilizado majoritariamente sistemas de baterias, seja em banco de baterias estático ou nas baterias presentes em veículos elétricos com tecnologia V2G. O horizonte de planejamento varia entre curto (um ano), médio (cinco anos) e longo prazo (10 anos) e a maior parte das análises foram relativas a curto e médio prazo. O tipo preponderante de modelagem está baseado na utilização de técnicas de inteligência artificial e métodos probabilístico. Em relação às ferramentas utilizadas, percebe-se com maior aplicação softwares de otimização matemática (GAMS/ CPLEX) e fluxo de potência (incluindo softwares comerciais como DlgSILENT) atrelado à métodos de inteligência artificial. Também houve boa aderência de utilização em relação ao Matlab e Simulink que são mais utilizados nesta área de pesquisa, demonstrando a boa interface com demais aplicativos. Em relação a proposição do local para GD, pontos recarga ou armazenamento, apenas um artigo fez tal análise. Em relação a proposição do local para GD, pontos de recarga ou armazenamento, a maioria dos artigos fizeram alguma indicação (I, II, III, IV, VI, VIII e XV). Diversos artigos realizaram algum tipo de análise econômica ou incentivo ao cliente (citação I, III, V, VI, VIII e XII).

Para o eixo de pesquisa de serviços ancilares em relação ao tipo de RED a maioria analisa a integração de armazenamento de energia por baterias sendo em banco de baterias estático ou nas baterias presentes em veículos elétricos com tecnologia V2G, resposta da demanda e geração distribuída como os principais elementos para fornecimento de serviços auxiliares à rede ativa de distribuição. A energia fotovoltaica é a fonte de geração de maior evidência nos artigos analisados quando referenciada a integração de geração distribuída. O horizonte de planejamento não foi especificado e o tipo predominante de modelagem está embasado em métodos probabilístico e algoritmo próprio. Em relação às ferramentas utilizadas, percebe-se com maior aplicação o software Matlab e Simulink, mas também foram utilizados softwares de otimização matemática (GAMS/CPLEX) e fluxo de potência (incluindo softwares comerciais como DlgSILENT) atrelado à métodos de

inteligência artificial. Em relação a proposição do local para GD, pontos recarga ou armazenamento, apenas um artigo fez tal análise. Não houve especificação em relação a análise econômica ou incentivo ao cliente. Os principais serviços ancilares abordados na maioria dos foram controle de tensão e controle de frequência (XIV, XV, XVII, XVIII, XX e XXIII). Em alguns abordados somente controle de frequência (XVI, XIX e XXI) e em outros, controle por *peak shaving* (corte de pico de demanda) e *load leveling* (nivelamento da curva de carga) (XIII, XIV, XXII e XXIV).

A análise das referências foi de extrema importância para o presente trabalho, pois assim foi possível delinear algumas estratégias com uma visão de outros estudos e dos pontos de análises ainda necessárias na área e traçar estratégias de estudo nesta dissertação. Com isso foi verificado que há uma oportunidade de avaliar a *Hosting Capacity* de GD Fotovoltaica de acordo com cenários de penetração, a RAD e a inserção de RED considerando principalmente através da utilização dos inversores no modo Volt/Var e de sistemas de armazenamento BESS.

Esta dissertação apresenta um modelo determinístico de uma rede trifásica de distribuição considerando a curva de carga horária e o comportamento dos REDs no sistema, cujo objetivo é analisar como o tipo de simulação pode influenciar no aumento de capacidade de inserção de GD Fotovoltaica no sistema a partir da avaliação dos parâmetros de sobretensão e sobrecarga.

## 4 MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção é apresentado o método para os modelos de utilização de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia com baterias para média tensão. Foram analisados os parâmetros de sobretensão e sobrecarga no sistema Ckt5 considerando as características de cada tipo de simulação.

### 4.1 MATERIAIS

#### 4.1.1 Coleta de dados

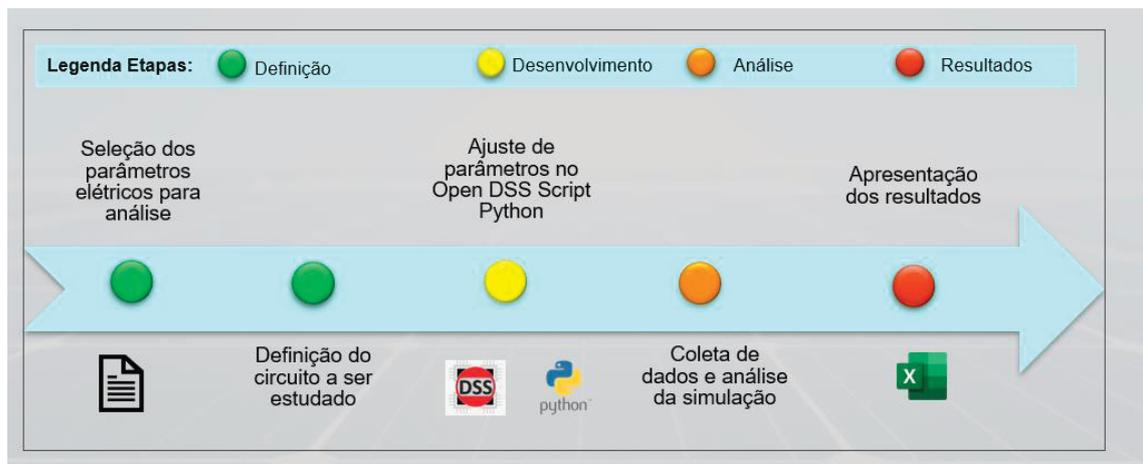
Para o desenvolvimento do modelo de utilização faz-se necessário a utilização dos materiais:

- Definição de plataforma computacional composta para Fluxo de potência: As simulações do algoritmo de despacho de energia foram realizadas no ambiente computacional do OpenDSS® através de algoritmos implementados no Python. As simulações realizadas para o cálculo da relação custo-benefício utilizaram a ferramenta Excel Office 365 da *Microsoft*. Ambas instaladas no sistema operacional *Windows 10 Home Single Language* de 64 bits, em um laptop com um processador Intel® Core i7 7500U, 2.7 GHz com 64 GB de memória RAM.
- Dados do circuito: Selecionado um circuito já modelado no software OpenDSS® disponibilizado pelo Electric Power Research Institute (EPRI, 2018). Nesta dissertação foi escolhido o circuito de teste baseado em um alimentador de rede real denominado Ckt5 (Figura 19).
- Dados de irradiação e temperaturas máximas e mínimas do sistema a ser utilizado: Utilizada a curva de irradiância disponibilizada pelo Electric Power Research Institute (EPRI, 2018).
- Dados da curva de carga: Utilizada a curva de irradiância disponibilizada pelo Electric Power Research Institute (EPRI, 2018).

#### 4.1.2 Etapas para desenvolvimento do trabalho

O trabalho foi desenvolvido considerando as etapas de atividade conforme apresentado na Figura 13.

FIGURA 14 - ETAPAS DE TRABALHO



Fonte: A autora (2024).

Os dados dos circuitos constam em cada pasta da coleção de arquivos do OpenDSS<sup>®</sup>. com valores dos parâmetros de todos os equipamentos presente em cada circuito. A descrição dos parâmetros pode ser obtida através do manual do OpenDSS<sup>®</sup>. (DUGAN & MONTENEGRO, 2020).

#### 4.1.3 Definição dos itens que serão avaliados

Para o desenvolvimento do modelo para verificação da *Hosting Capacity* desta dissertação foram definidos seguintes itens:

**I. Escolha do parâmetro a ser estudado:** selecionados os níveis de tensão e corrente para avaliação da *Hosting Capacity* circuito de distribuição. Neste caso foi determinado um valor empírico máximo para a inserção de GD em cada ponto que foi de 400kW. A determinação foi em virtude do tipo do circuito pela característica de ser residencial.

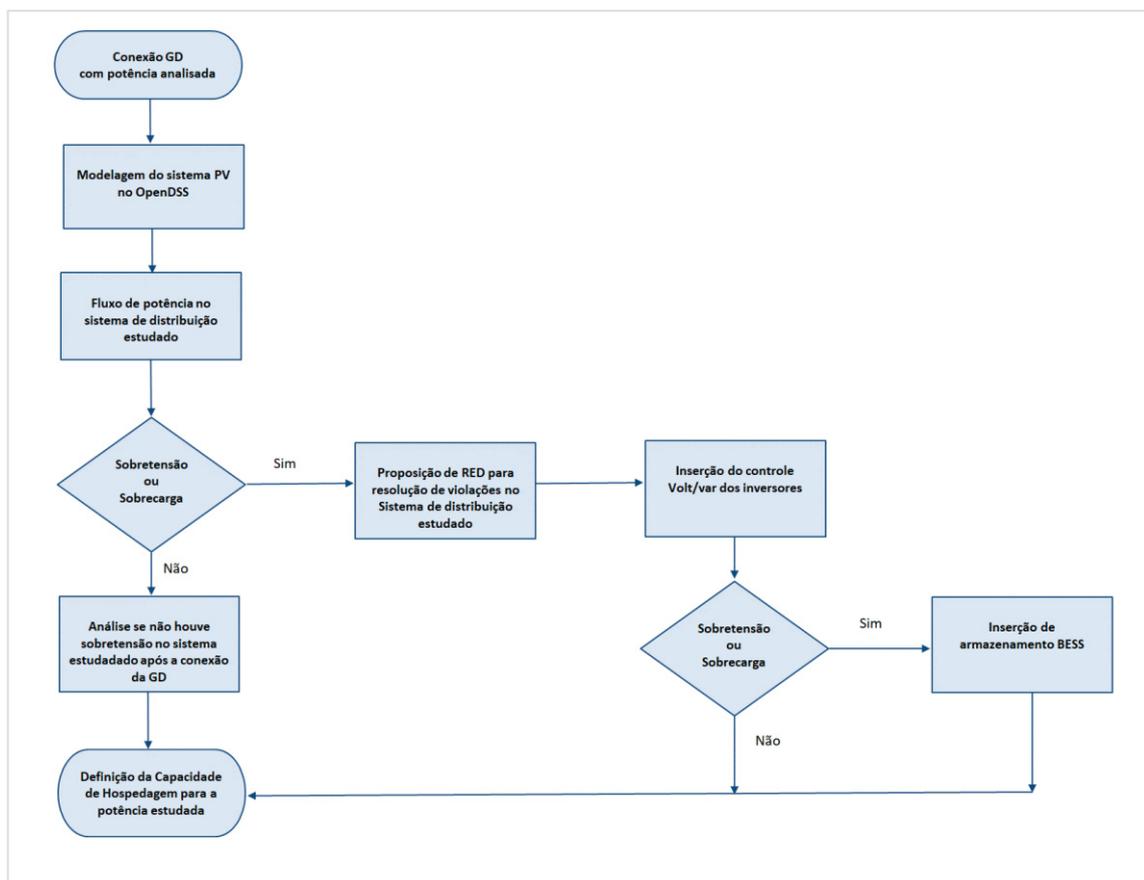
**II. Determinados os limites adequados para cada parâmetro elétrico:** No caso dos níveis de tensão está definido entre entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão. Já em relação aos níveis de corrente, a corrente não pode ultrapassar o valor limite de capacidade de condução de corrente do condutor.

**IV. Verificação do *Hosting Capacity* através de análises experimentais:** Simulado o fluxo de potência para indicação dos valores.

## 4.2 FLUXOGRAMA DAS ETAPAS DE VERIFICAÇÃO DO *HOSTING CAPACITY*

Nesta seção serão detalhados procedimentos matemáticos e/ou computacionais para o estabelecimento de valores de *Hosting Capacity* no sistema elétrico, conforme já exposto nas seções anteriores em relação aos parâmetros de sobretensão e sobrecarga (ou sobrecorrente), conforme fluxograma geral apresentado na Figura 14.

FIGURA 15 – FLUXOGRAMA GERAL DA METODOLOGIA DE ANÁLISE DA *HOSTING CAPACITY*



Fonte: A autora (2024).

O fluxograma mostra as etapas do processo desde a conexão de GD até a definição da *Hosting Capacity* do sistema. A análise é iniciada com a partir da modelagem do PV no software OpenDSS® para realização do fluxo de potência no sistema e verificado se haverá alguma violação nos níveis de tensão provocando sobretensão e violações de carregamento nos circuito em relação aos níveis de corrente provocando sobrecarga. Onde não ocorreu violações é constatado que há *Hosting Capacity* para a potência avaliada.

Após realizar o fluxo de potência se for identificada violações de sobretensão e sobrecarga será proposta uma solução a partir da conexão de RED ao sistema. A primeira opção é utilizar o controle Volt/Var dos inversores, caso não ocorra nenhuma violação nos parâmetros é constatado que há *Hosting Capacity* para a potência avaliada. Entretanto, caso ocorra violações, é necessário utilizar a opção de implementação da solução a partir da inserção de armazenadores BESS e garantir que com tal solução não haverá violação de nenhum parâmetro.

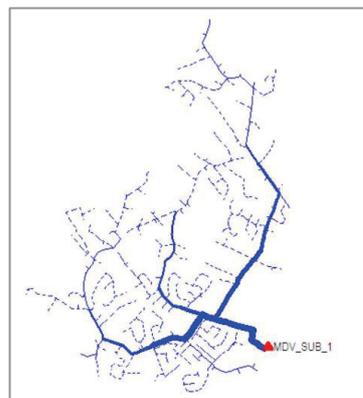
## 5 TESTES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Esta seção tem por objetivo realizar diversas análises em um sistema elétrico teste de forma a identificar impactos da instalação dos recursos energéticos distribuídos e validar a metodologia proposta.

### 5.1 DADOS DO CIRCUITO DO CASO TESTE

O estudo de caso teste será realizado utilizando um modelo real de alimentador de distribuição de energia elétrica denominado Ckt5 (Figura 19) disponibilizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI, 2018). As análises serão realizadas através da simulação no *software* OpenDSS® e de controles implementados no *software* Python utilizando a Interface Py-DSS para integração entre os dois softwares.

FIGURA 16 - MODELO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO A SER UTILIZADO Ckt 5 PUBLICADO PELO EPRI



Fonte: (EPRI, 2018)

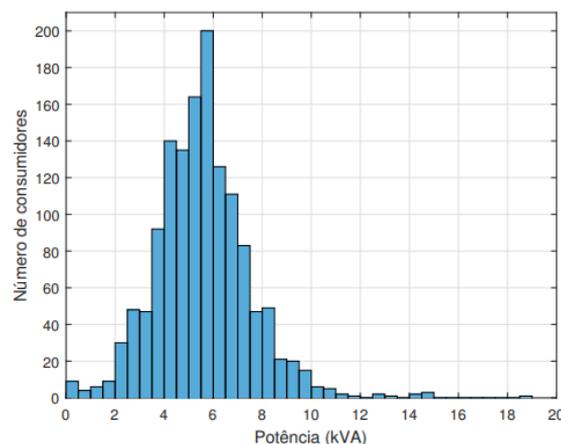
O sistema estudado, ilustrado na Figura 19, tem um triângulo em vermelho que representa a subestação de distribuição. A Tabela 7 apresenta as principais características do sistema de distribuição EPRI Ckt5. O transformador da subestação, denominado MDVSub1, tem uma potência aparente de 10MVA e possui relação de transformação de 115kV para 12,47kV. O sistema de distribuição é trifásico e modelado apenas com cargas monofásicas, com diferentes potências, com maior parte das cargas entre 4 e 7 kVA. A distribuição das cargas é apresentada pelo gráfico da Figura 20.

TABELA 7 - CARACTERÍSTICAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO Ckt5 EPRI

Descrição do parâmetro	Quantidade
Tensão do sistema (kV)	12,47
Número de consumidores (uni)	1.379
Potência total de transformadores conectados (kVA)	16.310
Total do alimentador (kVA)	1.950
Tensão de subtransmissão (kV)	115
Potência de CC Sec. Sub (MVA)	114
Comprimento de carga residencial (km)	77,3
Porcentagem de carga residencial (%)	96
Total de barras (uni)	2998
Total de barras trifásicas (uni)	205

Fonte: (EPRI, 2018)

FIGURA 17 - DISTRIBUIÇÃO DAS CARGAS EXISTENTES NO SISTEMA Ckt5



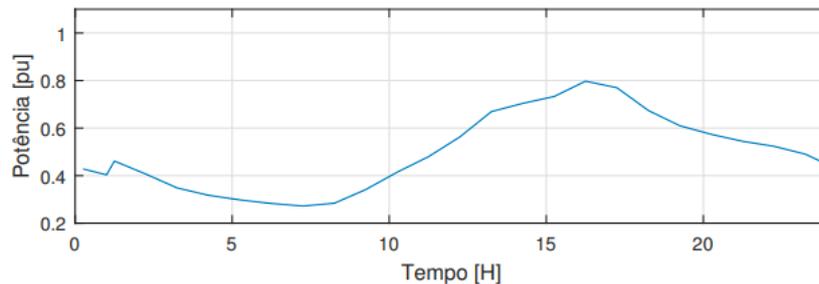
Fonte: (EPRI, 2018)

## 5.2 CURVAS DE CARGA

O estudo de caso do Ckt5 utilizará os perfis de carga fornecidos pelo EPRI especificados no elemento *LoadShapes* do *OpenDSS*®. Para o circuito em análise existem três perfis de consumo: residencial (Figura 21), comercial de pequeno porte (Figura 22) e comercial de médio porte (Figura 23).

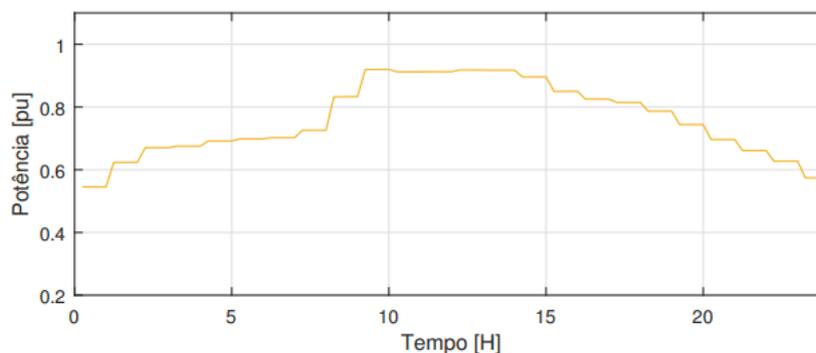
Para cada passo da simulação, o valor encontrado no perfil de consumo será multiplicado pela carga instalada do consumidor de acordo com o tipo de carga. Conforme apresentado na Tabela 8, existem no total 1379 consumidores alocados nesse sistema de distribuição, sendo que 1304 são residenciais, 72 comerciais de pequeno porte e três comerciais de médio porte e a carga instalada para cada consumidor está definida no elemento *loads*. Este circuito possui 1050 linhas de média tensão, desbalanceadas conforme descrito no elemento *linecode*.

FIGURA 18 - PERFIL DE CONSUMO DE CARGAS RESIDENCIAIS USADO NA SIMULAÇÃO



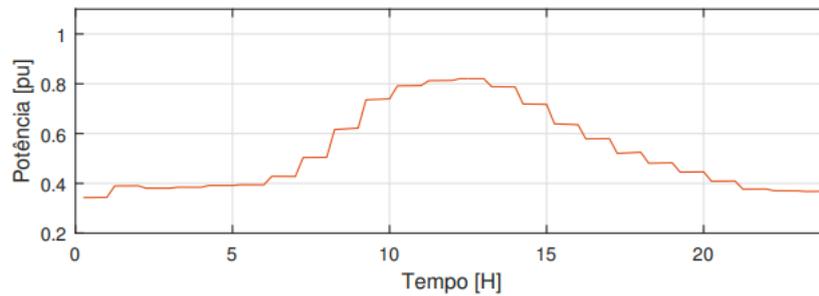
Fonte: (EPRI, 2018)

FIGURA 19 - PERFIL DE CONSUMO DE CARGAS COMERCIAIS DE MÉDIO PORTE USADO NA SIMULAÇÃO



Fonte: (EPRI, 2018)

FIGURA 20 - PERFIL DE CONSUMO DE CARGAS COMERCIAIS DE PEQUENO PORTE USADO NA SIMULAÇÃO



Fonte: (EPRI, 2018)

### 5.3 ANÁLISES REALIZADAS

Neste capítulo será conduzida uma avaliação de desempenho dos procedimentos para determinação da *Hosting Capacity*.

#### 5.3.1 Características aplicadas na simulação

Com o intuito de analisar o comportamento do sistema em relação ao aumento de penetração das GDs, foram estruturados os casos de teste apresentados na Tabela 8 apresentando as características das simulações.

É relevante destacar que a tabela indica simulações no modo estático (snapshot) onde é considerado uma carga leve no sistema de 20% da nominal. Já as simulações quase-estática no modo times series é indicada a curva diária de consumo da carga, considerando que algumas cargas variam o consumo ao longo de 24 horas do dia. Dessa forma, há uma melhor precisão em relação ao Snapshot que considera o mesmo valor para 24 horas do dia.

TABELA 8 - CARACTERÍSTICAS DAS SIMULAÇÕES

Carga	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	Simulação 4
	Estática (Snapshot)	Quase-estática Time Series	Quase-estática Time Series Volt/Var	Quase-estática Time Series BESS
	20%	Curva diária de demanda	Curva diária de demanda	Curva diária de demanda
Percentual de penetração das GDs	5, 15 e 25 %	5, 15 e 25 %	5, 15 e 25 %	5, 15 e 25 %
Potência das GDs	10 a 400 kW	10 a 400 kW	10 a 400 kW	10 a 400 kW
Fator de Potência (FP)	1	1	Variável	1
Parâmetro de transgressão	Tensão acima de 1,05 pu	Tensão acima de 1,05 pu	Tensão acima de 1,05 pu	Tensão acima de 1,05 pu

Fonte: A autora (2024).

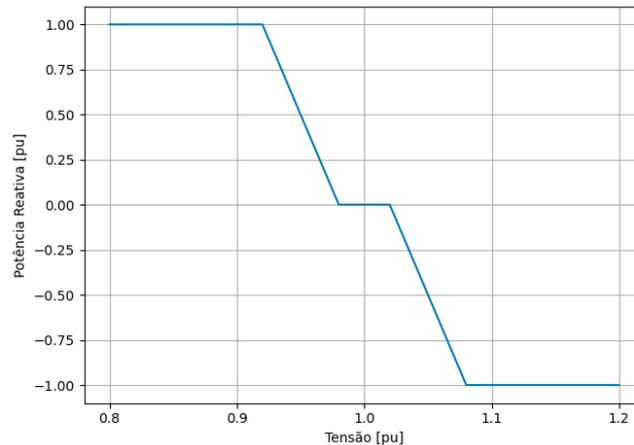
A primeira diferença observada entre as simulações é observada em relação a curva de carga. Na Simulação 1 é utilizada no modo estático (snapshot), já nas simulações 2, 3 e 4 são utilizados no modo quase-estático (time series).

Em todos os casos de teste, os percentuais de penetração das GDs são iguais (5, 15, 25%) penetração de barras trifásicas, variando o aumento da potência nominal de 10 a 400 kW em cada ponto. Outro fator relevante é a consideração do FP=1 utilizado nas simulações 1, 2, e 4. Somente a simulação 3 utilizada o FP variável.

A definição das características da simulação buscou mostrar a diferença entre os modos de simulação estático, atualmente usado nas concessionárias de energia para análise de capacidade de acomodação das GDs, e o modo considerando a curva de demanda diária (*Time Series*). Para o modo estático, uma análise bastante conservadora será adotada, com as cargas em 20% da potência nominal e potência de geração das GDs em 100%. A variação da potência das GDs também é avaliada neste estudo e o critério do parâmetro de transgressão de cada simulação, com o intuito de analisar a influência do FP das GDs na capacidade de acomodação do sistema.

O uso do controle do inversor no modo Volt/Var também foi utilizado, representando o modo FP variável. Seguindo as recomendações de Rylander et al. (2016) uma curva de controle foi definida, como mostra a Figura 24. A curva utilizada possui uma característica mais agressiva, indo de 1 a -1 pu para injeção de potência reativa e uma *deadband*, zona em que o inversor atua com fator de potência unitário, de 0,8 a 1,02 pu de tensão.

FIGURA 21 - CURVA DE CONTROLE Volt/Var



Fonte: A autora (2024).

Já nas simulações com utilização de BESS, o FP é constante, e controle de tensão e corrente é realizado através do balanço de potência ativa realizada no sistema. A seção 5.3.2 apresentará de forma detalhada as simulações realizadas.

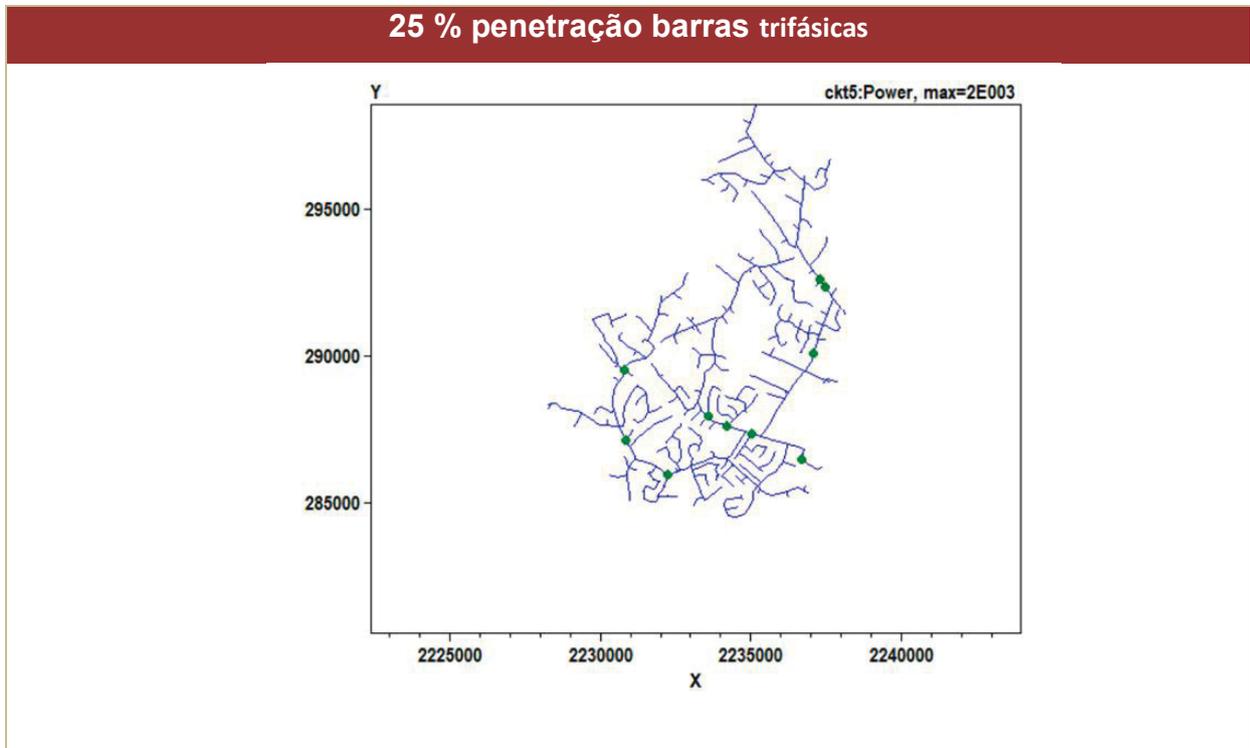
Dentre as alternativas estudadas foi selecionada a simulação 4 para demonstrar a aplicação detalhada em cada tipo de cenário e observar o comparativo avaliando o sistema sem armazenadores e após inserção do BESS.

### 5.3.2 Aplicação de armazenamento no sistema com utilização de BESS

Nesta serão apresentadas as simulações de acordo com os cenários conexões em barras trifásicas de média tensão do sistema de distribuição EPRI Ckt5, variando a penetração entre 5%, 15 e 25% em cada ponto, conforme ilustrado na Figuras 14, 18, 22, respectivamente. Foram realizadas simulações de injeção de GD a partir de 50kW até 400 kW para avaliar a *Hosting Capacity* de tal sistema. Esta seção apresentará três simulações injeção de GD para cada cenário de penetração. Sendo assim, serão apresentadas comparativos análises de critérios de sobretensão e sobrecarga para as potências de 50 kW, 250 kW e 400 kW. Como as potências intermediárias entre os valores citados são próximas, serão apresentadas tais potências selecionadas como caráter de variação e estudo.

A Figura 25 mostra o cenário de 5% de penetração em barras trifásicas e as Figuras 26, 27 e 28 são apresentados os resultados gráficos de injeção de GD em cada ponto do sistema para 50kW, 250kW e 400kW respectivamente.

FIGURA 22 - CIRCUITO Ckt5 COM PENETRAÇÃO DE GD EM 5% BARRAS TRIFÁSICAS



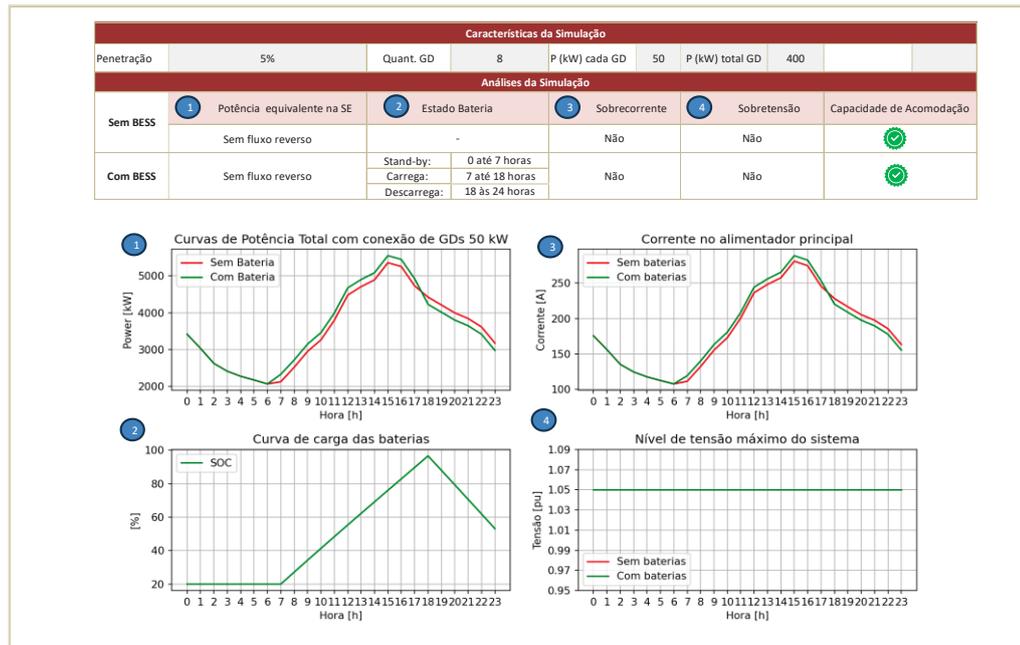
Fonte: A autora (2024).

A partir da análise da Figura 26 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 5% de barras trifásicas e injeção de 50kW de GD em cada ponto:

- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 50 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que não há fluxo reverso antes da inserção do armazenamento.
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.
- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Não houve extrapolação de corrente com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento.
- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Não houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento.

Para este cenário de penetração de 5% de barras trifásicas a inserção de injeção de 50kW de GD em cada ponto, totalizando 0,4 MW não há impacto devido a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão e de corrente causando sobrecarga, ainda que não fossem utilizados armazenadores no sistema.

FIGURA 23 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 50 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 5% BARRAS



Fonte: A autora (2024).

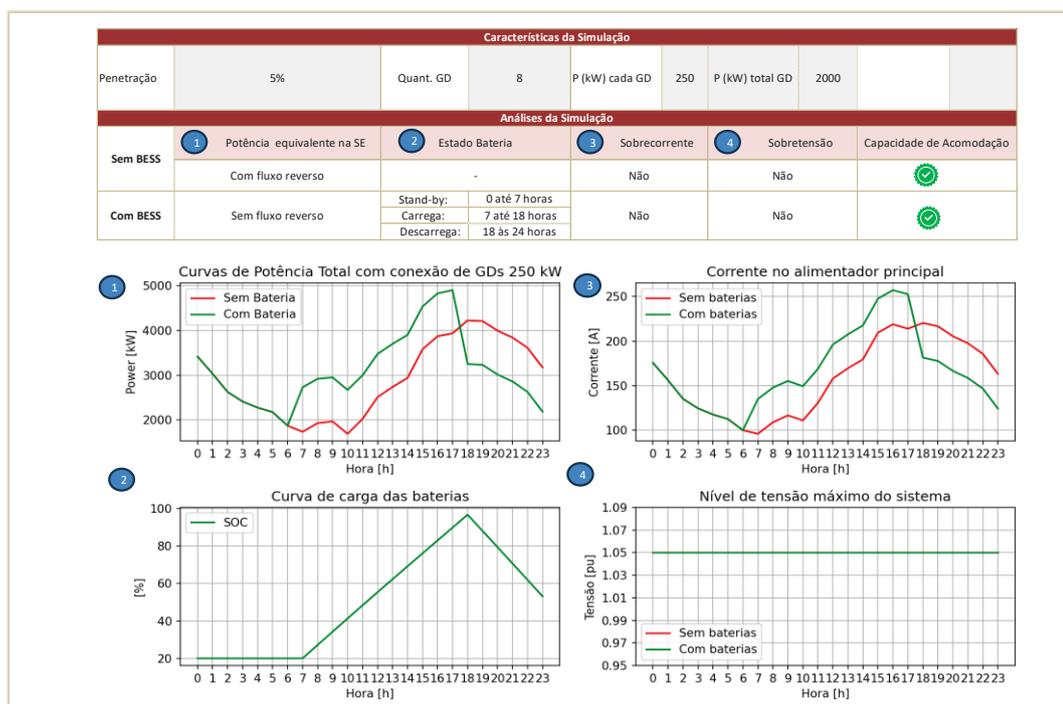
A partir da análise da Figura 27 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 5% de barras trifásicas e injeção de 250kW de GD em cada ponto:

- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 250 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que não há fluxo reverso antes da inserção do armazenamento.
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.
- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Não houve extrapolação de corrente, com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento.

- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Não houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento.

Para este cenário de penetração de 5% de barras trifásicas a inserção de injeção de 250kW de GD em cada ponto, totalizando 2 MW não há impacto devido a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão e do corrente causando sobrecarga, ainda que não fossem utilizados armazenadores no sistema.

FIGURA 24 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 250 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 5% BARRAS



Fonte: A autora (2024).

A partir da análise da Figura 28 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 5% de barras trifásicas e injeção de 400kW de GD em cada ponto:

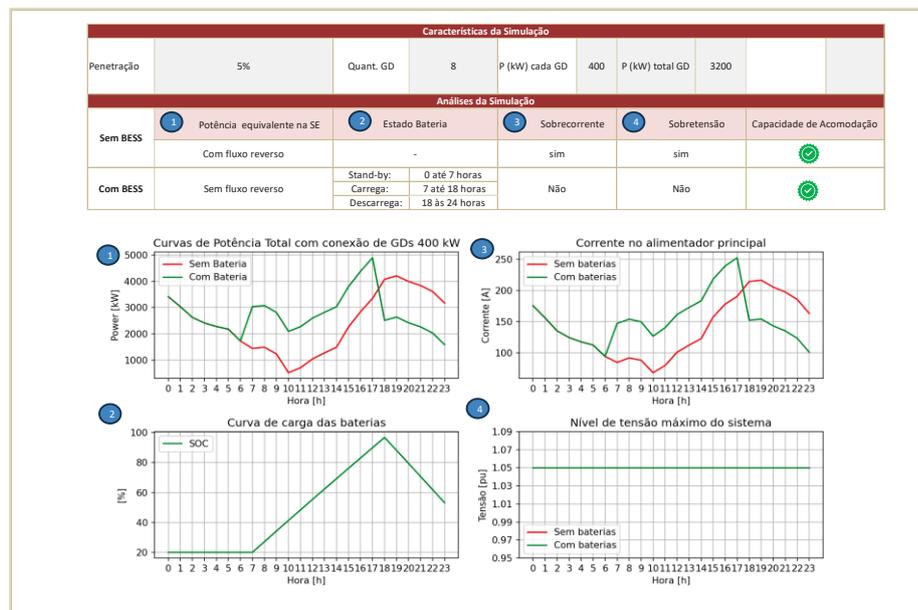
- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 50 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que não há fluxo reverso antes da inserção do armazenamento.
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.

- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Não houve extrapolação de corrente, com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento.

- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Não houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento.

Para este cenário de penetração de 5% de barras trifásicas a inserção de injeção de 400kW de GD em cada ponto, totalizando 3,2 MW não há impacto devido a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão e do corrente causando sobrecarga, ainda que não fossem utilizados armazenadores no sistema.

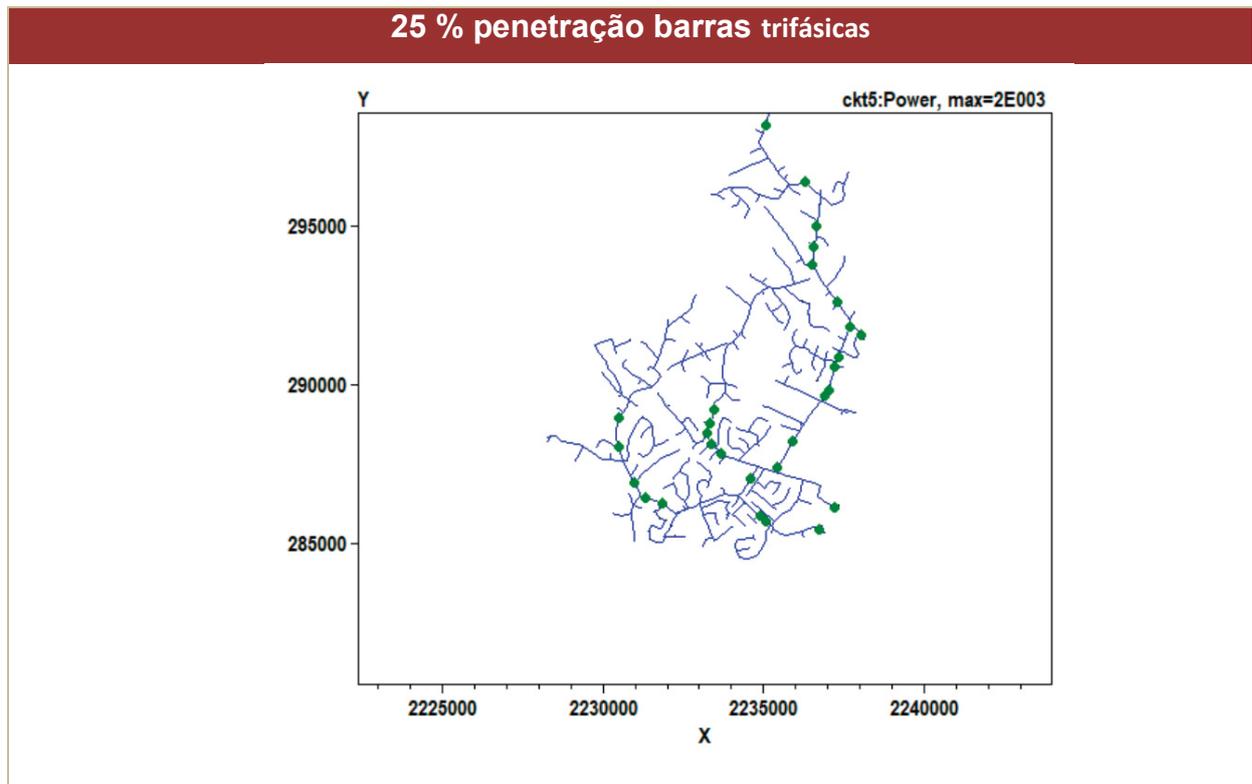
FIGURA 25 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 400kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 5% BARRAS



Fonte: A autora (2024).

A Figura 29 mostra o cenário de 15% de penetração em barras trifásicas e as Figuras 30, 31 e 32 são apresentados os resultados gráficos de injeção de GD em cada ponto do sistema para 50kW, 250kW e 400kW respectivamente.

FIGURA 26 - CIRCUITO Ckt5 COM PENETRAÇÃO DE GD EM 15% BARRAS TRIFÁSICAS



Fonte: A autora (2024).

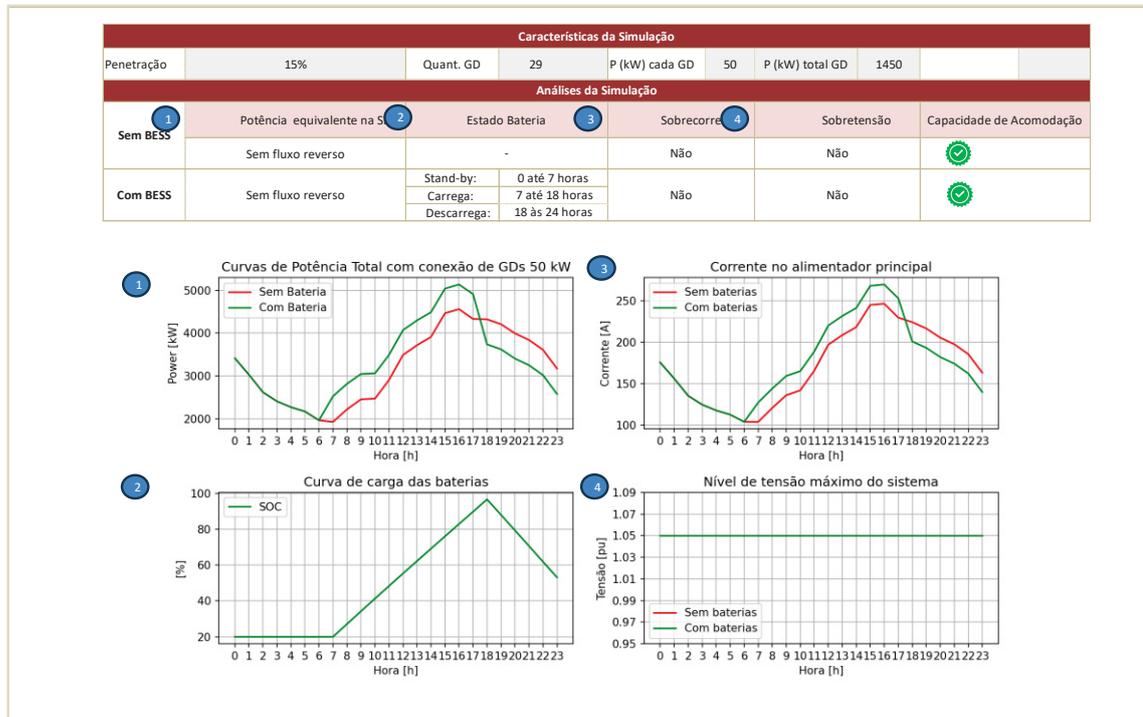
A partir da análise da Figura 30 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 15% de barras trifásicas e injeção de 50kW de GD em cada ponto:

- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 50 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que não há fluxo reverso antes da inserção do armazenamento.
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.
- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Não houve extrapolação de corrente, com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento.
- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Não houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento.

Para este cenário de penetração de 15% de barras trifásicas a inserção de injeção de 50kW de GD em cada ponto, totalizando 1,45 MW não há impacto devido

a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão e do corrente causando sobrecarga, ainda que não fossem utilizados armazenadores no sistema.

FIGURA 27 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 50 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 15% BARRAS



Fonte: A autora (2024).

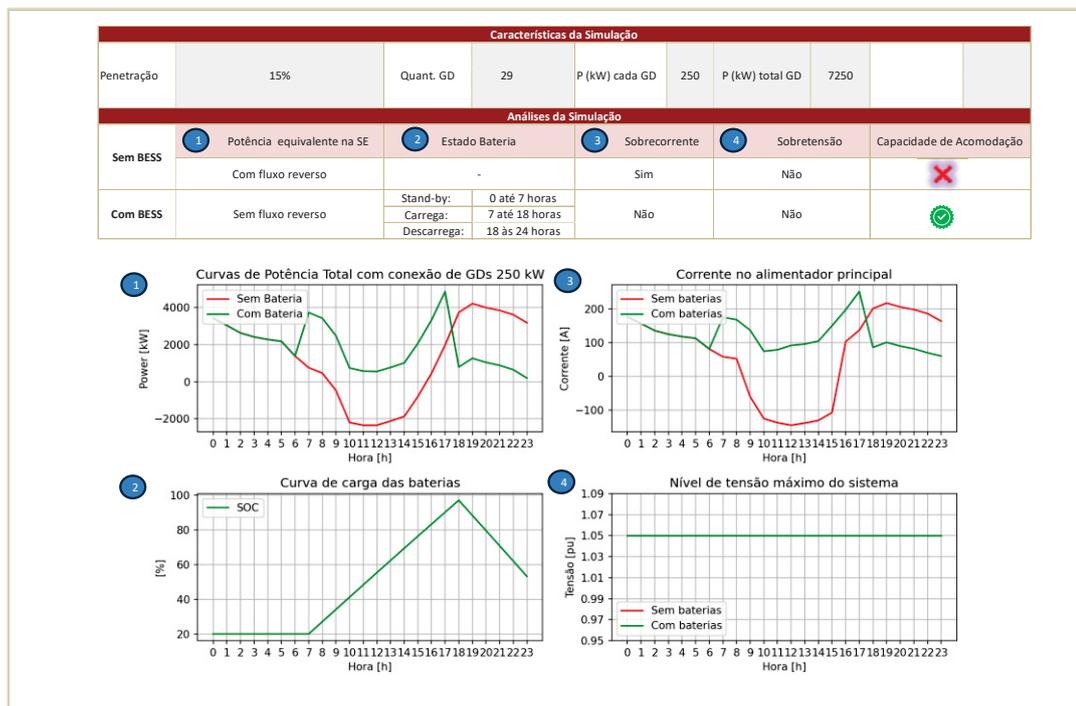
A partir da análise da Figura 31 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 15% de barras trifásicas e injeção de 250kW de GD em cada ponto:

- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 250 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que há fluxo reverso antes da inserção armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado.
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.
- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Houve extrapolação de corrente, com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado e não houve sobrecorrente no sistema.

- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Não houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento.

Para este cenário de penetração de 15% de barras trifásicas a inserção de injeção de 250 MW de GD em cada ponto, totalizando 7,25 MW não há impacto devido a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão, mas há impacto devido a extrapolação de corrente causando sobrecarga antes da utilização de armazenadores no sistema. Entretanto, após a inserção de BESS não há impacto em relação aos parâmetros observados, gerando *Hosting Capacity* de GD de GD para a potência estudada no caso.

FIGURA 28 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 250 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 15% BARRAS



Fonte: A autora (2024).

A partir da análise da Figura 32 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 15% de barras trifásicas e injeção de 400kW de GD em cada ponto:

- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 250 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que há fluxo reverso antes da inserção armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado.

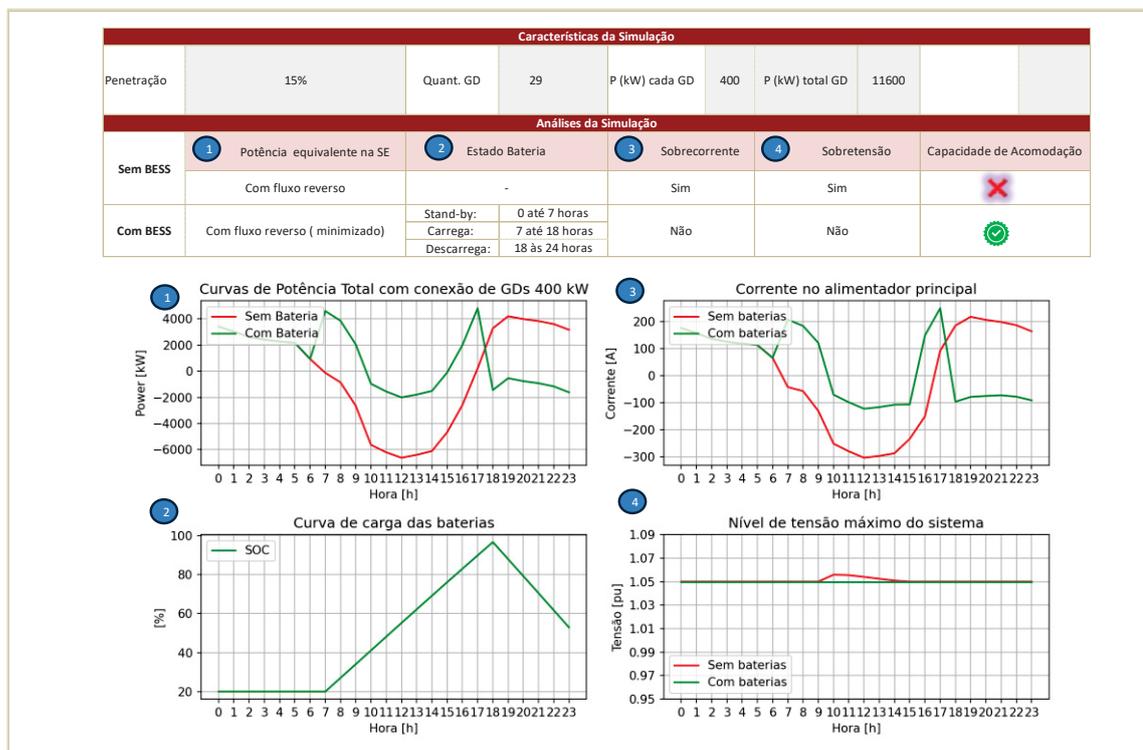
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.

- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Houve extrapolação de corrente, com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado e não houve sobrecorrente no sistema.

- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado e não houve sobretensão no sistema.

Para este cenário de penetração de 15% de barras trifásicas a inserção de injeção de 400kW de GD em cada ponto, totalizando 11,6 MW, não há impacto devido a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão, mas há impacto devido a extrapolação de corrente causando sobrecarga antes da utilização de armazenadores no sistema. Entretanto, após a inserção de BESS não há impacto em relação aos parâmetros observados, gerando *Hosting Capacity* de GD de GD para a potência estudada no caso.

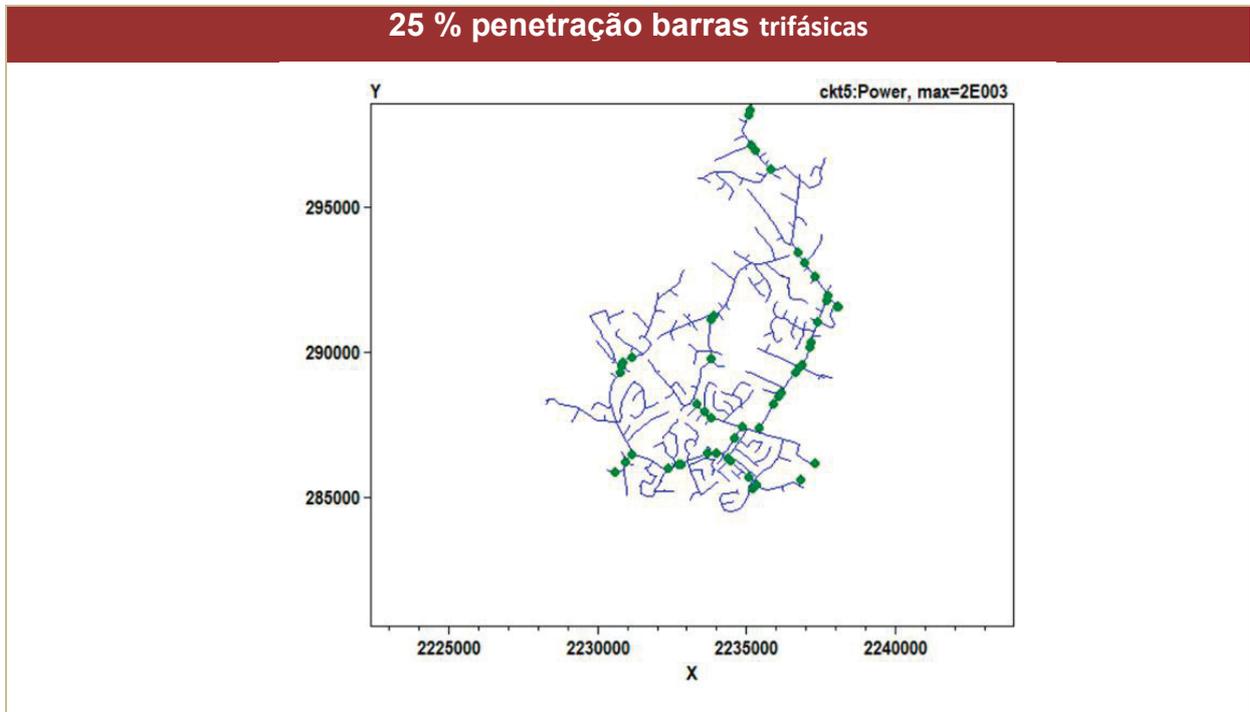
FIGURA 29 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 400kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 15% BARRAS



Fonte: A autora (2023).

A Figura 33 mostra o cenário de 25% de penetração em barras trifásicas e nas Figuras 34, 35 e 36 são apresentados os resultados gráficos de injeção de GD em cada ponto do sistema para 50kW, 250kW e 400kW respectivamente.

FIGURA 30 - CIRCUITO Ckt5 COM PENETRAÇÃO DE GD EM 25% BARRAS TRIFÁSICAS



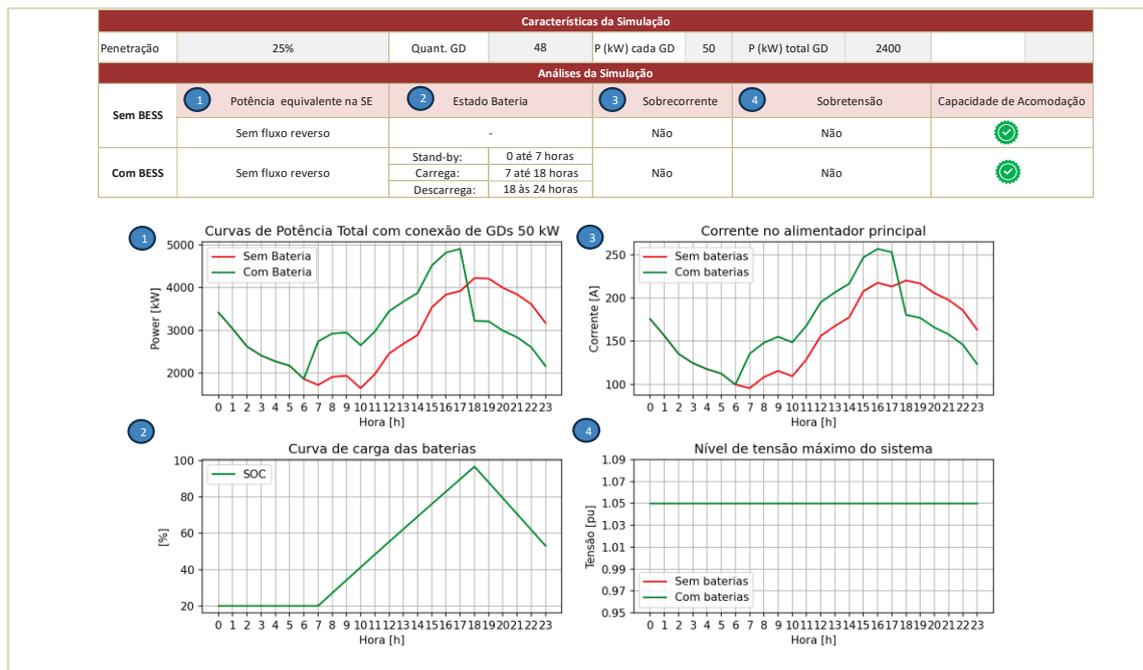
Fonte: A autora (2024).

A partir da análise da Figura 34 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 25% de barras trifásicas e injeção de 50kW de GD em cada ponto:

- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 50 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que não há fluxo reverso antes da inserção do armazenamento.
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.
- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Não houve extrapolação de corrente, com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento.
- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Não houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento.

Para este cenário de penetração de 25% de barras trifásicas a inserção de injeção de 50kW de GD em cada ponto, totalizando 2,4 MW não há impacto devido a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão e do corrente causando sobrecarga, ainda que não fossem utilizados armazenadores no sistema.

FIGURA 31 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 50kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 25% BARRAS



Fonte: A autora (2023).

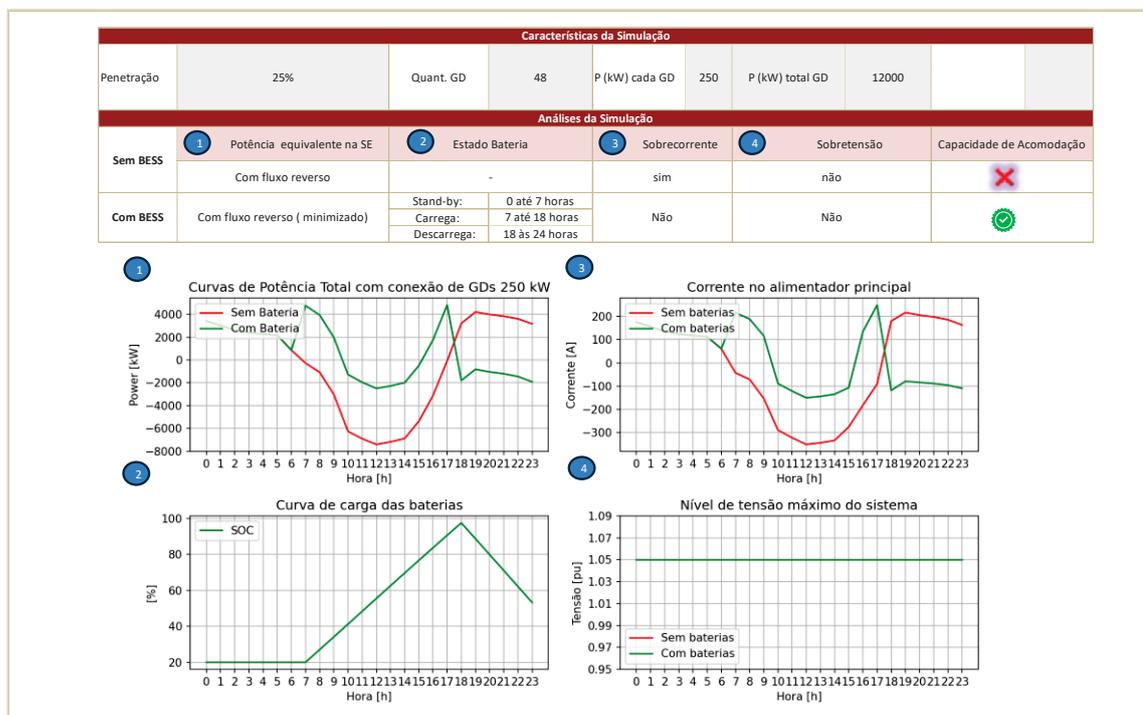
A partir da análise da Figura 35 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 25% de barras trifásicas e injeção de 250kW de GD em cada ponto:

- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 250 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que há fluxo reverso antes da inserção armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado.
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.
- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Houve extrapolação de corrente, com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado e não houve sobrecorrente no sistema.

- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Não houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento.

Para este cenário de penetração de 25% de barras trifásicas a inserção de injeção de 250 MW de GD em cada ponto, totalizando 12 MW não há impacto devido a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão, mas há impacto devido a extrapolação de corrente causando sobrecarga antes da utilização de armazenadores no sistema. Entretanto, após a inserção de BESS não há impacto em relação aos parâmetros observados, gerando *Hosting Capacity* de GD para a potência estudada no caso.

FIGURA 32 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 250 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 25% BARRAS



Fonte: A autora (2023).

A partir da análise da Figura 36 é possível avaliar os seguintes pontos em relação ao cenário de penetração de 25% de barras trifásicas e injeção de 400kW de GD em cada ponto:

- **Gráfico 1 – Curvas de Potência Total com conexão de GDs 250 kW:** Em relação ao fluxo reverso foi observado que há fluxo reverso antes da inserção armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado.

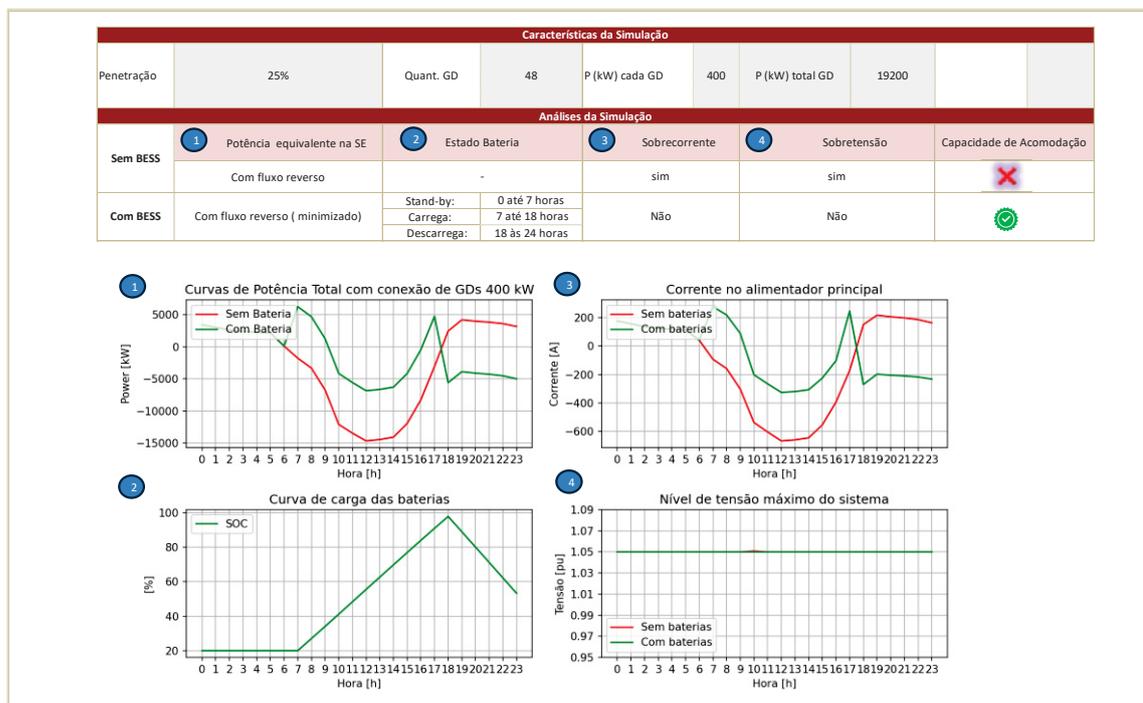
- **Gráfico 2 – Curva de carga das baterias:** É possível verificar o estado das baterias considerando que foi parametrizada para o estado de Stand-by de 0 até 7 horas, carregando de 7 até 18 horas e descarregando 18 às 24 horas.

- **Gráfico 3 – Corrente no alimentador principal:** Houve extrapolação de corrente, com inversão de corrente antes da inserção do armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado e não houve sobrecorrente no sistema.

- **Gráfico 4 – Nível de tensão máximo do sistema:** Houve extrapolação dos níveis de tensão antes da inserção do armazenamento e após inserção de BESS foi minimizado e não houve sobrecorrente no sistema.

Para este cenário de penetração de 25 % de barras trifásicas a inserção de injeção de 400kW de GD em cada ponto, totalizando 19,2 MW, não há impacto devido a extrapolação dos limites de tensão causando sobretensão, mas há impacto devido a extrapolação de corrente causando sobrecarga antes da utilização de armazenadores no sistema. Entretanto, após a inserção de BESS não há impacto em relação aos parâmetros observados, gerando *Hosting Capacity* de GD para a potência estudada no caso.

FIGURA 33 - INJEÇÃO DE GD COM POTÊNCIA DE 400 kW EM CADA PONTO DO CENÁRIO DE 25% BARRAS



Fonte: A autora (2023).

### 5.3.3 Resultados obtidos

O objetivo desta seção é comparar as simulações realizadas e concatenar as variáveis apresentadas nas seções anteriores deste capítulo, trazendo a *Hosting Capacity* ao se considerar o tipo de simulação e o tipo de tecnologia de RED aplicada. Para tal, nesta seção a determinação da *Hosting Capacity* ocorrerá quando a primeira variável violar o limite estabelecido. Tal consideração será feita, em separado, para cada barra avaliada. A Tabela 9 apresenta a análise comparativa da *Hosting Capacity* por tipo simulação e RED.

TABELA 9 - COMPARATIVO *HOSTING CAPACITY* POR TIPO SIMULAÇÃO

Parâmetro de Transgressão Sobretensão / Sobrecarga		Tipo de simulação			
		Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	Simulação 4
		Snapshot FP=1	Time Series FP=1	Time Series FP=Variável VOLT/VAR	Time Series FP=1 BESS
Penetração Máxima (kW)	5% barras	150	400	400	400
	15% barras	100	200	220	400
	25% barras	50	100	130	400

LEGENDA	
	Sem transgressão de tensão e corrente
	Limitado pela transgressão de tensão
	Limitado pela transgressão de corrente

Fonte: A autora (2024).

Analisando os resultados é interessante observar a diferença que se deu entre os modos de simulação estático (simulação 1) e dinâmico (simulação 2), onde observando o parâmetro de sobretensão foi possível obter um aumento de máxima capacidade considerando o menor cenário e 100% no nível de penetração das GDs no pior cenário e isto se deve ao fato da abordagem extremamente conservadora, que é normalmente utilizada pelas concessionárias, no modo estático comparando as simulações. No entanto, para a simulação 2 considerando o pior cenário não é possível atingir a capacidade máxima por ser limitado pela sobrecorrente, ficando limitada a devido a ampacidade dos condutores. Analisando os resultados entre a

inserção de Volt/var (simulação 3) e inserção de BESS (simulação 4), é possível verificar que houve uma alteração em todos os cenários atingindo a *Hosting Capacity* para o sistema estudado.

As análises dos resultados obtidos em relação aos níveis de tensão podem gerar as seguintes conclusões:

- O aumento de cenários penetração de GD pode ocasionar sobretensões e sobrecargas no alimentador, limitando sua *Hosting Capacity* .
- A simulação quase-estática possibilita uma maior *Hosting Capacity* comparada simulações estáticas.
- A utilização dos inversores no modo Volt/Var contribuiu para o aumento da *Hosting Capacity* das GDs em relação ao parâmetro de sobretensão atingiu a capacidade máxima do sistema estudado.
- A utilização de BESS contribuiu para o aumento da *Hosting Capacity* das GDs em relação ao parâmetro de sobretensão e sobrecarga e atingiu a capacidade máxima do sistema estudado.

## 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Diante de um desafio constante do crescimento de geração distribuída no SEPD é relevante avaliar a *Hosting Capacity* de tais sistemas e soluções com integração de REDs, considerando que obras convencionais de recondução ou construção de rede têm se tornado cada vez mais complexas devido a fatores ambientais, econômicos e sociais.

A dissertação apresentou uma análise *Hosting Capacity* máxima de GD através de simulações estáticas e quase-estáticas. Os resultados apontam que o aumento de cenários penetração de GD pode ocasionar sobretensões e sobrecargas no alimentador limitando sua *Hosting Capacity*. As simulações estáticas resultam em uma *Hosting Capacity* menor por considerar valores nominais de carga, assim como uma geração elevada por parte das GDs, enquanto as simulações com séries temporais resultam em uma *Hosting Capacity* maior por considerar as variações de carga e geração mais realistas ao longo do dia. Dessa forma, para o estudo realizado foi concluído que a simulação quase-estática possibilita uma maior *Hosting Capacity* comparada simulações estáticas.

Com o intuito de aprimorar a *Hosting Capacity* foi empregado o controle Volt/Var e foi analisado como ele contribui para o aumento da *Hosting Capacity* das GDs, observando os parâmetros de sobretensão. Também foi observado que o controle do FP pode aumentar a *Hosting Capacity* em relação ao parâmetro de Sobrecarga. Assim, a utilização dos inversores no modo Volt/Var contribuiu para o aumento da *Hosting Capacity* das GDs em relação ao parâmetro de sobretensão atingiu a capacidade máxima do sistema estudado.

Por fim, a avaliação e resolução de violação aos níveis de sobrecarga foi proposta através da inserção de BESS ao sistema, no qual a solução foi aderente ao objetivo do trabalho em propor soluções para avaliar a máxima *Hosting Capacity* dentro do limite estudado. Dessa forma, a utilização de BESS contribuiu para o aumento da *Hosting Capacity* das GDs em relação ao parâmetro de sobretensão e sobrecarga e atingiu a capacidade máxima do sistema estudado.

Para trabalhos futuros é relevante aprofundar no tema de modelagem do planejamento da expansão de redes ativas de distribuição será realizada considerando a avaliação da integração de recursos energéticos distribuídos (REDs) conectados ao sistema convencional para minimizar possíveis impactos presentes no

sistema com a inserção de grande volume de inserção de geração distribuída e garantia da suportabilidade da rede e realizar uma análise econômica comparando obras convencionais e alternativas sem fio.

## REFERÊNCIAS

- AHMADIAHANGAR, R. et al. **Energy Storage Expansion Planning In Microgrid**. 2020 IEEE 14th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG). **Anais...**2020.
- ALAHMED, A. S.; AL-MUHAINI, M. M. An intelligent load priority list–based integrated energy management system in microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 185, p. 106404, 2020.
- ANEEL. **Resolução normativa nº 687**. , 2015.
- ANEEL. Chamada No 021/2016 - Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos E Comerciais Para a Inserção De Sistemas De Armazenamento De Energia No Setor Elétrico Brasileiro”. 2016.
- ANEEL. **PRODIST MÓDULO 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. , 2017.
- ANEEL. **PRODIST MÓDULO 1 - Introdução ao Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. , 2018a.
- ANEEL. **PRODIST MÓDULO 8 - Qualidade de Energia**. , 2018b.
- ANEEL. **Relação de empreendimentos de Geração Distribuída**. , 2023a. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>>
- ANEEL. **Lei 14.300 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)**. , 2023b. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm)>. Acesso em: 25 abr. 2022
- BRITO, L.M.A.(1);FILHO, A.D.L.F.(2);YATSU, R. K. (3). **Impacto Tarifário da Geração Distribuída**. [s.l: s.n.].
- C.A.L.BRANDÃO, A. F. M. B. E. **VISÃO GERAL DE TECNOLOGIA E MERCADO PARA OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**. [s.l: s.n.].
- CASASOLA-AIGNESBERGER, L.; MARTINEZ, S. **Electric vehicle recharge strategies for frequency control in electrical power systems with high wind power generation**. 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). **Anais...**2020.
- COHEN, M. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California’s distribution system, Part 1: Engineering simulations. **Solar Energy**, v. 128, p. 126–138, 2016.
- COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). **Geração Distribuída para**

**constituição de Microrredes.** Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/microrredes/>>. Acesso em: 13 maio. 2022.

CORCHERO, C. et al. **Integrating Ancillary Services From Demand Side Management and Distributed Generation: An Optimal Model.** 2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST). **Anais...**2018.

D'ADAMO, C.; JUPE, S.; ABBEY, C. **Global survey on planning and operation of active distribution networks - Update of CIGRE C6.11 working group activities.** CIRED 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1. **Anais...**2009.

DEMOULIAS, C. S. et al. **Ancillary Services Offered by Distributed Renewable Energy Sources at the Distribution Grid Level: An Attempt at Proper Definition and Quantification.** *Applied Sciences*, 2020.

DUBEY, A.; SANTOSO, S.; MAITRA, A. **Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits.** 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. **Anais...**2015.

DUGAN, R.C. AND MCDERMOTT, T. E. **An open source platform for collaborating on smart grid research.** IEEE, , 2011.

ENSSLIN, L., ENSSLIN, S. R., LACERDA, R. T. O. & TASCA, J. E. Seleção do Banco de Artigos Brutos Processo para Selecionar artigos para formar o Portfólio Bibliográfico Deve ser citado como : Processo de Seleção de Portfólio Bibliográfico . Processo técnico com patente de registro pendente junto ao INPI . Brasil 2010. p. 2011, 2011.

EPE. **Recursos Energéticos Distribuídos - Impactos no Planejamento Energético.** , 2018.

EPE. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída.** , 2023a. Disponível em: <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>

EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL DE 2023.** , 2023b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2022

ERDINÇ, O. et al. Comprehensive Optimization Model for Sizing and Siting of DG Units, EV Charging Stations, and Energy Storage Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 3871–3882, 2018.

ETHERDEN, N., & BOLLEN, M. H. **Increasing the Hosting Capacity of Distribution Networks by Curtailment of Renewable Energy Resources.** IEEE, , 2011.

GAGNON, P.; HOLM., A. **Review of Standby and Ancillary Services in the Context of Behind-the-Meter Photovoltaics.** Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71165.pdf>>. Acesso em: 23 abr. 2022.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power system analysis.** New York: [s.n.].

HAN, J.; PIETTE, M. A. Solutions for Summer Electric Power Shortages : Demand Response and its Applications in Air Conditioning and Refrigerating Systems. **Refrigeration, Air Conditioning, and Electric Power Machinery**, v. 29, n. 1, p. 1–4, 2008.

HASAN, E.; SHARMA, S.; BRENNAN, M. **Virtual Energy Storage System Using Aggregated Electric Vehicles for Ancillary Services in Distribution Grid**. 2019 AEIT International Conference of Electrical and Electronic Technologies for Automotive (AEIT AUTOMOTIVE). **Anais...**2019.

HILDERMEIER et al. Smart EV Charging: A Global Review of Promising Practices. **World electric vehicle journal**, v. 10, n. 4, p. 80, 2019.

KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 594–605, 2016.

KUMAR, G. V; PALANISAMY, K. **A Review of Energy Storage Participation for Ancillary Services in a Microgrid Environment**. *Inventions*, 2020.

LABECA, A. C. **Uma Visão Geral Sobre a Hosting Capacity de Geração Distribuída em Redes de Distribuição**. UFU, , 2016.

LIU, D. et al. Optimal Energy Storage Allocation Strategy by Coordinating Electric Vehicles Participating in Auxiliary Service Market. **IEEE Access**, v. 9, p. 95597–95607, 2021.

LUIZ, C. M. **Avaliação do Impacto da Inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico da Cemig Distribuição**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.xxvsnp tee.com.br/acervo-tecnico/>>.

LUO, Y. et al. **Application of the distributed generation, micro and smart power grid in the urban planning**. The 4th Annual IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent. **Anais...**2014.

MODI, H.; SINGH, A. K.; BHARGAVA, K. **Integration of Distributed Generator for Frequency Regulation and Loss Compensation Ancillary Services**. 2018 3rd International Conference for Convergence in Technology (I2CT). **Anais...**2018.

NAGHIZADEH, R.; AFRAKHTE, H.; ZIAPOUR, M. **Smart Distribution Network Reconfiguration Based on Optimal Planning of Distributed Generation Resources Using Teaching Learning Based Algorithm to Reduce Generation Costs, Losses and Improve Reliability**. Electrical Engineering (ICEE), Iranian Conference on. **Anais...**2018.

OLIVEIRA T.C. **Estudo da Hosting Capacity de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário**. UNIFEI, , 2015.

PALENSKY, P.; DIETRICH, D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 7, n. 3, p. 381–388, 2011.

PILO, F. et al. **Planning and optimisation of active distribution systems — An**

**overview of CIGRE Working Group C6.19 activities.** CIRED 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid. **Anais...2012.**

RADATZ, P. (2015). **Modelos avançada de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software openss.** UNICAMP, , 2015.

RAVEENDRAN, V. et al. **Vehicle-to-grid Ancillary Services using Solar Powered Electric Vehicle Charging Stations.** 2019 4th International Conference on Recent Trends on Electronics, Information, Communication & Technology (RTEICT). **Anais...2019.**

RAVI, S. S.; AZIZ, M. **Utilization of Electric Vehicles for Vehicle-to-Grid Services: Progress and Perspectives.** *Energies*, 2022.

S. P. ROCHA, C. M. LUIZ, A. M. O. **Analysis of Benefits after Installing Battery Energy Storage in Distribution Feeder with Presence of Photovoltaic Plants in Brazilian Electrical System - Update of CIGRE C6.20 working group activities.** 2020.

SANTOS, I. N., CUK, V., ALMEIDA, P. M., BOLLEN, M. H., & RIBEIRO, P. F. **Considerations on hosting capacity for harmonic distortions on transmission and distribution systems.** Elsevier, , 2015.

SHEIBANI, M. R.; MOSHARI, A. **Operation Planning of a Microgrid Considering the Resiliency in the Presence of Energy Storage Systems.** 2020 10th Smart Grid Conference (SGC). **Anais...2020.**

TRPOVSKI, A. et al. **A Hybrid Optimization Method for Distribution System Expansion Planning with Lithium-ion Battery Energy Storage Systems.** 2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). **Anais...2020.**

UNTERLUGGAUER, T. et al. Electric vehicle charging infrastructure planning for integrated transportation and power distribution networks: A review. **eTransportation**, v. 12, p. 100163, 2022.

WANG, S. et al. Expansion Planning of Active Distribution Networks With Multiple Distributed Energy Resources and EV Sharing System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 1, p. 602–611, 2020.

WIRASANTI, P. **Ancillary Services Analysis based on Multiple-Area of V2G Operation - Frequency Regulation Service.** IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. **Anais...2019.**

WORLD ENERGY COUNCIL. **Evolução das Redes Ativas de Distribuição e Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil.** p. 21–35, 2020.

WU, Z. et al. **Optimal Charging Strategy of an Electric Vehicle Aggregator in Ancillary Service Market.** 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia). **Anais...2019.**

YUAN, Z. et al. Real-Time Control of Battery Energy Storage Systems to Provide Ancillary Services Considering Voltage-Dependent Capability of DC-AC Converters.

**IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 12, n. 5, p. 4164–4175, 2021.

ZANIN, P. S. et al. **A Multi-Objective Hybrid Genetic Algorithm for Sizing and Siting of Renewable Distributed Generation**. **Applied Sciences**, 2021.

ZHANG, X. et al. Demand Response of Ancillary Service From Industrial Loads Coordinated With Energy Storage. **IEEE transactions on power systems**, v. 33, n. 1, p. 951–961, 2018.

TANT, J. et al. Multiobjective battery storage to improve PV integration in residential distribution grids. ... on Sustainable Energy, 2013.

YANG, Y. et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. **IEEE Transactions on ...**, 2014.

ZAHEDI, A. Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2011.