

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS  
PPGEL – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica



HUGO LEANDRO TOMAZ RANGEL

**ANÁLISE DE IMPACTOS DA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA EM CONSUMIDORES CONECTADOS À  
REDE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Belo Horizonte  
2024

HUGO LEANDRO TOMAZ RANGEL

**ANÁLISE DE IMPACTOS DA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA EM CONSUMIDORES CONECTADOS À REDE DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e da Universidade Federal de São João del-Rei, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais  
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Marcio Matias Afonso

Coorientador: Prof. Dr. Raphael Paulo Braga Poubel

Belo Horizonte  
2024

## FICHA CATALOGRÁFICA

A ficha catalográfica será elaborada pela biblioteca da Instituição. Deve ficar no anverso da contracapa (folha de rosto).

HUGO LEANDRO TOMAZ RANGEL

**ANÁLISE DE IMPACTOS DA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA EM CONSUMIDORES CONECTADOS À REDE DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e da Universidade Federal de São João del-Rei, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em 29 de fevereiro de 2021

COMISSAO EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Marcio Matias Afonso  
(Orientador)

---

Prof. Dr. Raphael Paulo Braga Poubel  
(Coorientador)

---

Prof. Dr. Ezequiel da Silva Oliveira  
Centro Federal de Educação Tecnológica do Rio de Janeiro

---

Prof. Dr. Wesley Peres  
Universidade Federal de São João del-Rei

Belo Horizonte  
2024

Essa conquista é fruto de muita graça, sabedoria e apoio familiar e de pessoas que acreditaram no meu potencial, mas acima de tudo dedico esse título primeiramente a Deus pelos dons a mim proferidos.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que contribuíram para o êxito desta dissertação, que demandou esforço, dedicação e colaboração de muitos.

Primeiramente, expresso minha gratidão a Deus, fonte de sabedoria e força que me sustentaram ao longo deste percurso acadêmico. Aos meus familiares, cujo apoio incondicional e compreensão foram pilares fundamentais, agradeço por serem minha base e fonte de inspiração. Ao meu namorado, que pacientemente compartilhou os desafios deste caminho, agradeço por seu apoio constante e incentivo valioso.

À instituição Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET e ao Programa PPGEL (CEFET/UFSJ), agradeço por proporcionar o ambiente propício ao desenvolvimento acadêmico e à construção do conhecimento. Em especial, expresso minha inteira gratidão ao meu coorientador Prof. Dr. Raphael Paulo Braga Poubel, cuja orientação refinada e insights enriqueceram este trabalho. Aos demais professores que contribuíram para minha formação, meu sincero reconhecimento.

À GRID ENERGIA, empresa que nesses anos me deu total suporte e flexibilidade para desenvolver esse estudo acadêmico e profissional, e aos colegas de trabalho, expresso minha gratidão pelo apoio, compreensão e espaço para aplicação prática dos conhecimentos adquiridos. Aos amigos, cujo suporte foi inestimável, e aos diretores do Grupo MGO, meu agradecimento pelo respaldo e confiança depositada em meu trabalho.

Não poderia deixar de mencionar a importância do fomento à educação brasileira e o papel crucial do apoio e financiamentos acadêmicos. Esses recursos são fundamentais para o avanço do conhecimento e para a construção de uma sociedade mais preparada e capacitada.

Este trabalho não seria possível sem a colaboração e apoio de cada um de vocês. Que este agradecimento reflita a profundidade da minha gratidão.

## RESUMO

Este estudo investiga os impactos da integração de Geração Distribuída (GD), com ênfase na fonte solar, na rede de distribuição elétrica, sob a perspectiva do consumidor. Utilizando o software OpenDSS, realizamos análises em sistemas de 13 e 8500 barramentos do IEEE para representar amplamente o cenário de estudo.

A metodologia empregada inclui simulações computacionais da GD solar, considerando suas características de geração intermitente e variações sazonais. O objetivo é identificar os efeitos da inserção dessas fontes na rede, especialmente em desequilíbrios de tensão e fluxos nos ramais.

Além de quantificar os impactos, buscamos compreender suas implicações nos consumidores conectados à rede elétrica, considerando a dinâmica da GD solar. Este estudo preenche uma lacuna no entendimento dos efeitos da GD sobre os consumidores, além de oferecer insights sobre como as GDs podem impactar os sistemas elétricos, destacando padrões, desafios e oportunidades. Também examinamos aspectos regulatórios, enfatizando a importância de definir critérios regulatórios para garantir a eficiência operacional, incluindo fluxo de potência, perdas elétricas e perfil de tensão.

Ao analisar os impactos diretos aos consumidores e considerar mudanças regulatórias, esta pesquisa contribui para uma melhor compreensão dos efeitos da integração de GDs na experiência dos consumidores, incluindo indicadores de qualidade da energia.

Os resultados demonstram relevância significativa aos impactos na perspectiva dos consumidores, o que torna este estudo ainda mais valioso. Verificou-se que para o sistema de 13 barras do IEEE, foi constatado que a maior capacidade de alocação de GD no sistema, sem que ocorra reversão de fluxo, foi de 3,54MW. Nesta simulação, é importante salientar que o fluxo reverso no ramal Rg60-632 foi para o atendimento das perdas técnicas no referido ramal, no valor de 9,75 kW. Uma redução de 19% nos desequilíbrios de tensão foi identificada, quando da inserção da GD solar. Dentre as justificativas para a redução do fator de desequilíbrio está a redução das tensões de sequência negativa do barramento, considerando o sistema sem e com GD.

No sistema de 8500 barramentos, observa-se uma capacidade de alocação menor, limitada a 2,14 MW, devido a violações de limite de tensão. Características como variação nos valores absolutos das tensões e ocorrência de sobretensões são identificadas, indicando exposição dos consumidores a riscos decorrentes da instalação de GD por outros clientes.

Palavras-chave: OpenDSS. Geração Distribuída. Máxima Capacidade de Hospedagem. Impactos na rede. Consumidores de energia.

## ABSTRACT

This study investigates the impacts of Distributed Generation (DG) integration, with an emphasis on solar as the source, on the electrical distribution network from the consumer's perspective. Utilizing the OpenDSS software, we conducted analyses on systems with 13 and 8500 IEEE buses to broadly represent the study scenario.

The employed methodology includes computational simulations of solar DG, considering its intermittent generation characteristics and seasonal variations. The aim is to identify the effects of integrating these sources into the network, particularly on voltage imbalances and branch flows.

In addition to quantifying the impacts, we seek to understand their implications for consumers connected to the electrical grid, considering the dynamics of solar DG. This study fills a gap in understanding the effects of DG on consumers, providing insights into how DGs can impact electrical systems, highlighting patterns, challenges, and opportunities. Regulatory aspects are also examined, emphasizing the importance of defining regulatory criteria to ensure operational efficiency, including power flow, electrical losses, and voltage profile.

By analyzing the direct impacts on consumers and considering regulatory changes, this research contributes to a better understanding of the effects of DG integration on consumer experience, including energy quality indicators.

The results demonstrate significant relevance to consumer perspectives, making this study even more valuable. It was found that, for the 13-bus IEEE system, the maximum DG allocation capacity without flow reversal was 3.54 MW. In this simulation, it is important to note that reverse flow in branch Rg60-632 was for the purpose of meeting technical losses in that branch, amounting to 9.75 kW. A 19% reduction in voltage imbalances was identified with the insertion of solar DG. Among the justifications for the reduction in imbalance factor is the decrease in negative sequence voltages at the busbar, considering the system with and without DG.

In the 8500-bus system, a lower allocation capacity was observed, limited to 2.14 MW, due to violations of voltage limits. Characteristics such as variation in absolute voltage values and occurrence of overvoltage are identified, indicating consumer exposure to risks resulting from the installation of DG by other clients.

Keywords: OpenDSS, Distributed Generation. Maximum Hosting Capacity. Network Impacts. Energyconsumers.

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

ABNT – Associação de Normas Técnicas  
CEFET/MG – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais  
PPGEL – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica  
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers  
GD – Geração Distribuída  
GIGE – Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo  
FD – Fator de Desequilíbrio  
FAE – Fontes Alternativas de Energia  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro  
DLL - Dynamic-Link Library  
COM - Component Object Model  
REN – Resolução Normativa  
NT – Nota Técnica  
CP – Chamada Pública  
AP – Audiência Pública  
ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
PRODIST – Procedimento de Distribuição  
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica  
PERS – Programa de Energia Renovável Social  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
IEA – International Energy Agency  
PVPS – Photovoltaic Power Systems Programme  
MMGD – Micro e Minigerações Distribuída  
BT – Baixa Tensão  
MT – Média Tensão  
GF – Geradores Fotovoltaicos  
MCH - Máxima Capacidade de Hospedagem  
PV – Photovoltaic

CH – Capacidade de Hospedagem

VBA - Visual Basic for Applications

ECE – Elementos de Conversão de Energia

ETE – Elementos de Transporte de Energia

SEP – Sistema Elétrico de Potência

FP – Fator de Potência

kW – Potência Ativa

kVAr – Potência Reativa

PMP – Ponto de Máxima Potência

kVA – Potência Aparente

FC – Fator de Correção

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Crescimento da GD em potência instalada (GW) anual (a) e mensal 2023 (b) .....	19
Figura 1.2 – Participação por fonte em capacidade instalada anual no Brasil .....	20
Figura 1.3 – Variação de consumo no Brasil .....	20
Figura 1.4 – Intensidade do desenvolvimento fotovoltaico no mundo .....	22
Figura 1.5 – Mapa de calor da penetração de sistemas fotovoltaicos .....	22
Figura 1.6 – Evolução das instalações anual de energia renováveis .....	23
Figura 2.1 – Efeito de uma irradiância: (a) Irradiância (b) Potência ativa fotovoltaica total injetada na barra, (c) Tensão na barra.....	30
Figura 2.2– Visão geral dos problemas do sistema de energia causados pela GD.....	32
Figura 2.3– Visão geral dos problemas do sistema de energia causados pela integração de energia fotovoltaica. ....	32
Figura 3.1 – Interface de comunicação do OpenDss .....	37
Figura 3.2 – Estruturas de DLLs para comunicação Matlab e OpenDss .....	38
Figura 3.3 – Fluxograma da arquitetura de comunicação OpenDss x Matlab .....	39
Figura 3.4 – Ciclo de solução OpenDSS.....	41
Figura 3.5– Conexões do capacitor no OpenDss .....	46
Figura 3.6 - Curva de eficiência do inversor .....	49
Figura 3.7 - Fator de correção pela temperatura .....	49
Figura 3.8 – Parâmetros do PVSystem utilizados .....	50
Figura 4.1 – Rede teste IEEE 13 barramentos.....	55
Figura 4.2 – Fluxo de potência nos ramais do alimentador .....	57
Figura 4.3 – Topologia da rede IEEE 8500 nos .....	59
Figura 4.4 – Fluxo de potência nos alimentadores após inserção da GD.....	60
Figura 4.5– Tensão no barramento 632 de acordo com o nível de penetração da Solar .....	61
Figura 4.6 – Mapa de calor do perfil de tensão por barramento fonte solar.....	62
Figura 4.7– Perdas técnicas no alimentador 650-632.....	63
Figura 4.8 – FD% no barramento 632 de acordo com o nível de penetração de GD.....	64
Figura 4.9 – Perfil de tensão no barramento 632 por alocação randômica .....	65
Figura 4.10 – Fator de desequilíbrio no barramento 632 por alocação randômica .....	66
Figura 4.11 – Tensão no barramento m1069495 x penetração de GD.....	66
Figura 4.12 – FD% no barramento m1069495 x nível de penetração da GD .....	67
Figura 4.13 – Perfil de tensão no barramento m1089196 por alocação randômica .....	68
Figura 4.14 – Fator de desequilíbrio no barramento m1089196 por alocação randômica .....	68

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1:Marco Temporal da Geração Distribuída no Brasil .....	17
Tabela 2:Número de consumidores do atual período decenal.....	21
Tabela 3:Revisão bibliográfica de metodologias e ferramentas.....	33
Tabela 4: Limites de variação da tensão de regime permanente.....	51
Tabela 5: Principais características construtivas do sistema IEEE 13 barras.....	55
Tabela 6: Transformador .....	56
Tabela 7: Capacitores.....	56
Tabela 8: Chave Seccionadora .....	56
Tabela 9: Regulador de tensão .....	56
Tabela 10: Cargas pontuais e distribuídas.....	57
Tabela 11: Cargas pontuais e distribuídas.....	59
Tabela 12: Perdas e fluxo de potência ativa nos principais ramais – GD Solar.....	61
Tabela 13: Análise das tensões de sequência positiva e negativa barra 632 .....	64

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	15
1.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	15
1.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	25
1.3.	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL .....	26
2.	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES ELÉTRICAS.....	27
2.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	27
2.2.	ASPECTOS REGULATÓRIOS E PERSPECTIVAS PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	27
2.3.	IMPACTOS DA GD NO SISTEMA ELÉTRICO.....	28
2.4.	COSIDERAÇÕES FINAIS.....	34
3.	DELINEAMENTO METODOLÓGICO .....	35
3.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	35
3.2.	SOFTWARE OPENDSS .....	35
3.2.1.	MODELAGEM DOS ELEMENTOS DO SEP NO OPENDSS.....	40
3.2.1.1.	ELEMENTO TRANSFORMADOR .....	40
3.2.1.2.	ELEMENTO LINE, LINEGEOMETRY E LINECOD .....	42
3.2.1.3.	ELEMENTO LOAD E LOADSHAPE.....	44
3.2.1.4.	ELEMENTO REGULADOR E CAPACITOR.....	45
3.3.	DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	47
3.4.	MODELAGEM DA GD SOLAR .....	48
3.5.	RESTRICÇÕES TÉCNICAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	50
3.6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	53
4.	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	54
4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	54
4.2.	SISTEMAS ANALISADOS.....	54

<b>4.3.</b>	<b>ESTUDO DE CASO 1 – GD SOLAR: ANÁLISE DE IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO E FLUXO DE POTÊNCIA.....</b>	<b>60</b>
<b>4.4.</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>69</b>
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>70</b>
<b>6.</b>	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>72</b>

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Considerações Iniciais

Muitos países estabeleceram metas ambiciosas para a inserção de fontes alternativas de energia (FAEs) nas matrizes elétricas. Muitas das medidas foram na forma de isenção fiscal ou mesmo tarifas do tipo *feed in* (política de incentivo a fonte renovável, que garante um preço fixo pela energia excedente gerada), para motivar consumidores a produzirem sua própria energia (Jenner et al., 2013). Estes incentivos proporcionaram um grande avanço na integração de Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição (Hatziaargyriou et al., 2015).

No contexto de certos países, notavelmente o Brasil, uma transformação significativa ocorreu no setor energético com a introdução do marco regulatório que deu origem à Geração Distribuída. Esse marco, materializado pela Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012, conferiu aos consumidores finais a oportunidade de estabelecer suas próprias fontes de energia elétrica, aproveitando os benefícios de fontes renováveis ou cogeração qualificada (ANEEL, 2012). A possibilidade de autossuficiência energética emergiu como uma premissa chave nesse novo paradigma (Neto et al., 2014). Essa evolução proporcionou não apenas independência energética, mas também trouxe à tona um aspecto inovador: a capacidade de injetar o excedente de geração na rede de distribuição local.

O sistema de compensação pelo Sistema de *net metering* é uma parte fundamental desse marco regulatório. Quando um consumidor com geração distribuída produz mais eletricidade do que está consumindo em um determinado momento, o excedente é injetado na rede elétrica. Esse excedente é medido e contabilizado, e o consumidor recebe créditos pela energia excedente produzida (Vieira et al., 2016).

Tais créditos, longe de serem efêmeros, representam uma reserva virtual de energia. O Sistema de *net metering*, portanto, opera como uma bússola de equidade, permitindo um equilíbrio dinâmico entre a demanda e o suprimento energético (Ackermann et al., 2021).

No cenário da distribuição, o fluxo de potência no setor elétrico segue uma configuração radial, no qual flui de uma fonte centralizada, como uma subestação para os consumidores. No entanto, essa dinâmica passou por uma transformação notável em resposta à abertura do marco regulatório e à subsequente revisão da Resolução Normativa N° 482/2012, resultando na posterior Resolução N° 687/2015. Esta reconfiguração regulatória introduziu mudanças significativas, incluindo a definição de um limite de capacidade de 5 MW para a Geração Distribuída, categorizada em Microgeração (até 75 kW) e Minigerção

(de 75 kW a 5 MW) (ANEEL, 2015B, Costa, 2018). Essas mudanças apresentam aspectos distintos, tais como:

- i. A criação de novas modalidades de consumidores, expandindo as oportunidades de negócios no setor;
- ii. A simplificação dos trâmites burocráticos para a integração de sistemas de geração solar à rede elétrica;
- iii. Uma das alterações mais significativas é o aumento do prazo para a utilização dos créditos de energia, estendendo-se de 36 para 60 meses.
- iv. A redução do período de aprovação de sistemas de geração solar pelas concessionárias, diminuindo de 82 para 34 dias.

Posteriormente à promulgação da Resolução N° 687/2015, o cenário regulatório no âmbito da Geração Distribuída continuou a evoluir, reforçando a natureza dinâmica desse processo. Nos anos subsequentes, resoluções, notas técnicas, leis, portarias e consultas públicas foram introduzindo ajustes e refinamentos na regulamentação, conforme pode ser visto na Tabela 1 em referência aos marcos temporais da Geração Distribuída no Brasil.

Essas mudanças regulatórias representam uma contínua demonstração de comprometimento em adaptar as diretrizes à crescente complexidade do panorama energético. Por meio dessas atualizações, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) reforça sua posição como um agente dinâmico e receptivo à introdução de tecnologias e práticas que promovam a eficiência, sustentabilidade e descentralização do sistema energético como um todo.

Entretanto, vários impactos ao setor elétrico podem ser observados com a conexão de novas unidades de geração. No nível de distribuição, uma alta penetração de GDs proporciona diversos desafios para as concessionárias de energia, no que diz respeito à operação e planejamento de suas redes elétricas, entre eles (Almeida et al., 2020, Mahroo-Bakhtiari et al., 2019): (i) violação de limites térmicos dos equipamentos da rede; (ii) problemas de regulação de tensão em localidades com alta penetração de Geração Distribuída combinada com baixo consumo; (iii) alteração no nível das correntes de curto-circuito da rede; (iv) impactos na qualidade de energia em virtude das interfaces de eletrônica de potência e (v) reversão do fluxo de energia nos ramais de distribuição.

Dentre estes desafios, são identificados, de acordo com (Deuse et al., 2006) a necessidade de controle da frequência em sistemas de pequeno porte, em virtude das limitações de reserva e controle, sendo necessária a redução de cargas para interromper o declínio da frequência e ainda o impacto das unidades GDs baseadas em geradores assíncronos ou conversores eletrônicos de potência.

**Tabela 1:Marco Temporal da Geração Distribuída no Brasil**

TIPO	ID.	EMENTA	SITUAÇÃO
REN <sup>1</sup>	228/2006	Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, conforme disposto no art. 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30.07.2004.	Revogado
NT <sup>2</sup>	43/2010	Proposta de abertura de Consulta Pública nº15/2010	NA <sup>3</sup>
CP <sup>4</sup>	15/2010	Recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte.	NA
NT	04/2011	Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº15/2010	NA
AP <sup>5</sup>	42/2011	Obter subsídios e informações adicionais para estabelecimento de Resolução Normativa	NA
NT	20/2012	Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011	NA
REN	482/2012	Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica; ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 - Introdução, e 4 do Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.	Revogado
AP	100/2012	Obter subsídios para alteração da Resolução Normativa nº 482/2012.	NA
NT	177/2012	Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 100/2012	NA
REN	517/2013	Altera a Resolução Normativa ANEEL 482 de 17.04.2012, aprova a revisão 6 do Módulo 1 e a revisão 5 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST.	Revogado
REN	687/2015	Altera a Resolução Normativa ANEEL 482, de 17.04.2012, e aprova a revisão 6 e 8 do Módulo 3 e 1, do Procedimentos de Distribuição - PRODIST, a partir de 01.03.2016.	Revogada

<sup>1</sup> Resolução Normativa<sup>2</sup> Nota Técnica<sup>3</sup> Não Aplica<sup>4</sup> Chamada Pública<sup>5</sup> Audiência Pública

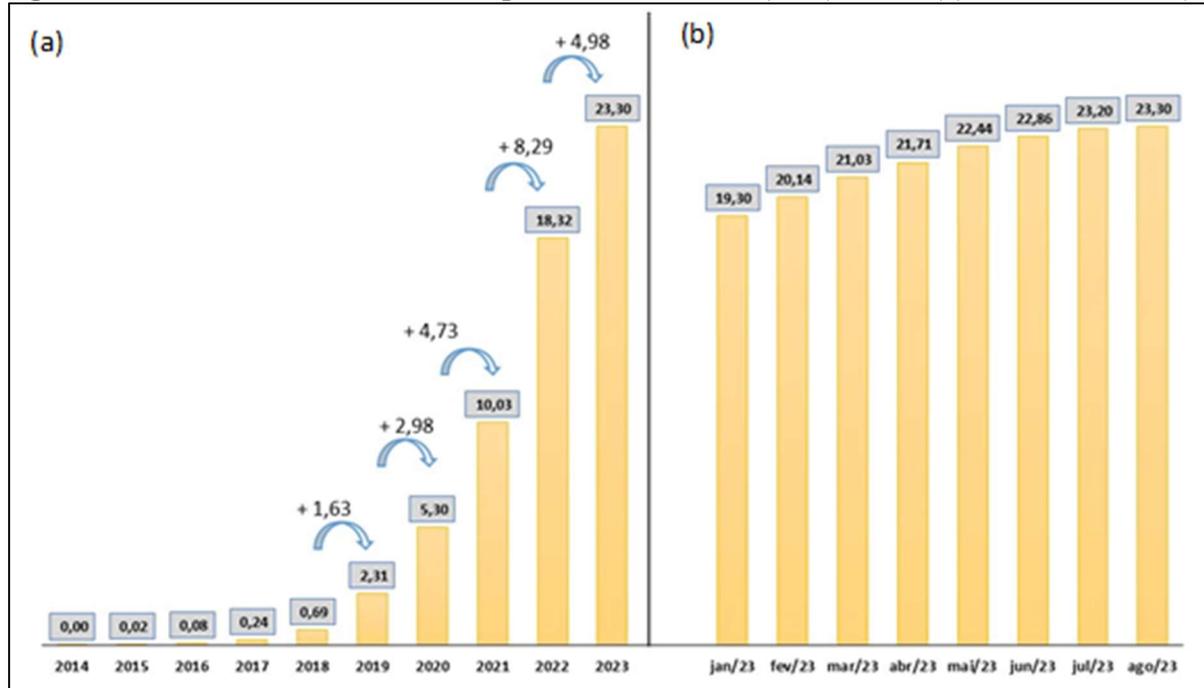
TIPO	ID.	EMENTA	SITUAÇÃO
PORTARIA	538/2015	O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto na Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, e nos arts. 14 e 15, do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do Processo no 48000.001931/2015-46 resolve criar a ProGD.	Vigente
REN	1000/2021	Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, conforme disposto no art. 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30.07.2004.	Vigente
REN	1036/2022	Consolida os atos regulatórios relativos aos requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.	Vigente
LEI	14.300/2022	Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.	Vigente
CP	051/2022	Consulta Pública proposta de regulação da lei 14.300/2022	NA
NT	002/2023	Análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública – CP nº 051/2022 que tratou da proposta de aprimoramento das regras aplicáveis à microgeração e minigeração distribuída	NA
REN	1059/2023	Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências.	Vigente

Fonte: Neto et al., 2016 e Adaptado de Dados abertos, ANEEL 2023

Nos últimos anos, o Brasil tem testemunhado um notável e contínuo crescimento da implantação e adoção da Geração Distribuída de energia, em especial no sistema de

distribuição, Figura 1.1, com crescimento majoritário da fonte renovável solar, referente aos micros e minigeradores distribuídos, Figura 1.2. Esse fenômeno é resultado de uma combinação de fatores, conforme descrito anteriormente, incluindo avanços tecnológicos, políticas de incentivo e regulamentações que promovem a integração de fontes renováveis no sistema elétrico.

**Figura 1.1 – Crescimento da GD em potência instalada (GW) anual (a) e mensal 2023 (b)**



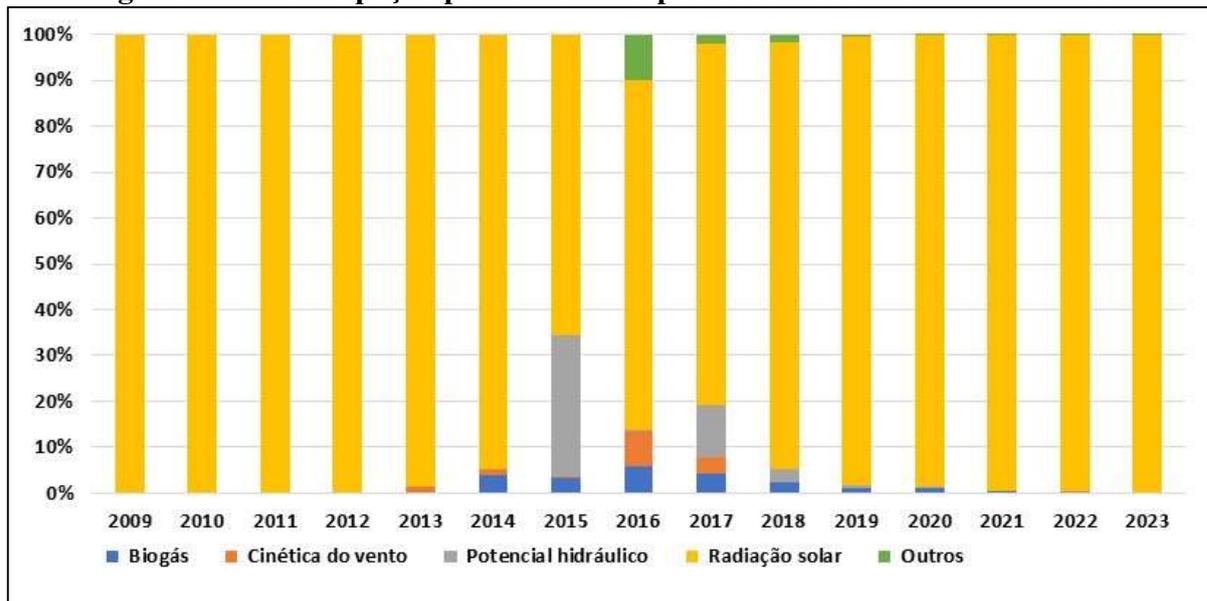
Fonte: Dados abertos, ANEEL 2023

No tocante do desenvolvimento das penetrações de geração distribuída no SEB, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) demonstrou através da nota técnica DEA 26/14 – Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída que ao longo do período de 10 anos (2014 – 2023) existia uma tendência de redução de demanda de energia pelo lado do consumidor, e isso, de acordo com o estudo estava atrelado aos ganhos pelas iniciativas regulatórias do governo, promovendo o desenvolvimento de um ambiente favorável a sua regulação (EPE, 2014). A Figura 1.3 apresenta a variação do consumo do atual período decenal.

Analisando ainda os dados da EPE, entre o último período decenal, que compreende os anos entre 2004/2013, e o atual plano decenal energético<sup>6</sup>, houve uma variação média de 16% no crescimento do consumo de energia (EPE, 2023).

<sup>6</sup> Considerando os dados vigentes até jul/2023.

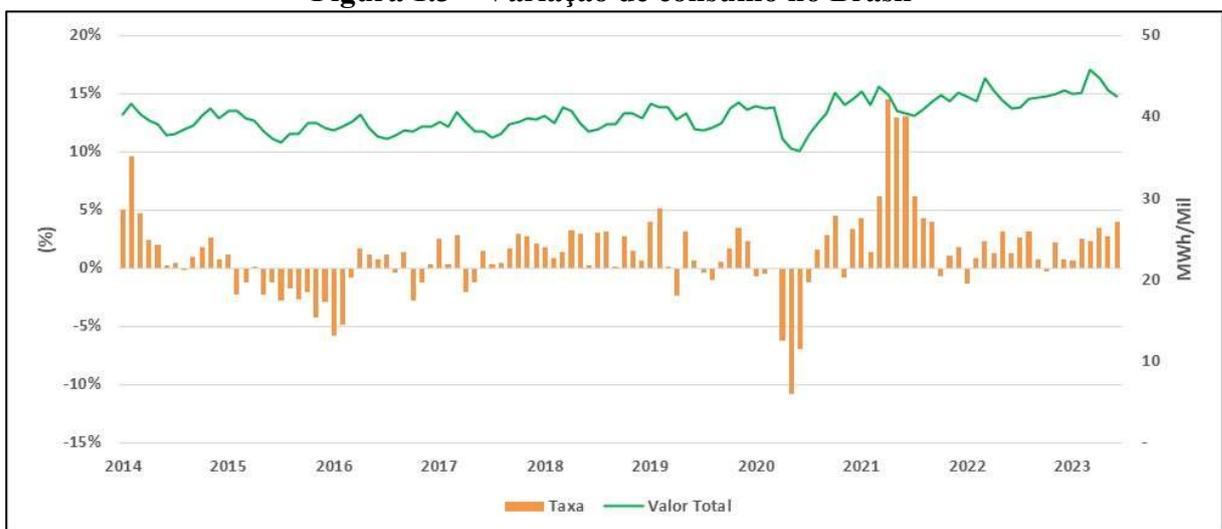
**Figura 1.2 – Participação por fonte em capacidade instalada anual no Brasil**



Fonte: Dados abertos, ANEEL 2023

Considerando ainda o lado da demanda, é válido levar em consideração o aumento do número de unidades consumidoras ao longo de 2014/2022, que foi de aproximadamente 17%, Tabela 2, contra uma variação do consumo, no mesmo período, de 1,54% (EPE, 2023). Essa análise confirma a perspectiva do estudo de demanda realizado pela EPE e a implantação dos projetos de Geração Distribuída tem papel relevante para esse cenário, permitindo ainda reduzir a necessidade e expansão da geração centralizada no Sistema Interligado Nacional (SIN).

**Figura 1.3 – Variação de consumo no Brasil**



Fonte: Dados abertos, EPE 2023

A expansão de projetos cuja fonte primária é proveniente de fontes renováveis, está longe de ser um benefício apenas do Brasil. Políticas energéticas para o aproveitamento da radiação solar são ainda mais expressivas na França, Alemanha, Japão, Espanha e EUA, e esse fato consagra uma correlação direta por incentivos de autoridades públicas, em função dos benefícios ambientais em comparação com as fontes convencionais (Avril et al., 2012).

**Tabela 2: Número de consumidores do atual período decenal**

Ano	Brasil	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste
2014	77.171.470	4.747.526	20.320.637	34.499.854	11.601.597	6.001.856
2015	79.107.387	4.956.770	20.903.431	35.219.843	11.847.692	6.179.651
2016	80.623.611	5.174.062	21.424.617	35.712.902	12.029.580	6.282.450
2017	82.464.167	5.408.476	21.835.305	36.510.772	12.299.366	6.410.248
2018	83.681.751	5.509.010	22.147.838	36.943.470	12.539.190	6.542.243
2019	85.071.288	5.612.556	22.673.809	37.238.250	12.838.080	6.708.593
2020	86.665.036	5.798.174	23.058.660	37.920.312	12.994.382	6.893.508
2021	86.979.363	5.741.617	23.802.217	37.312.110	13.020.800	7.102.619
2022	90.574.262	5.932.873	24.317.551	39.508.887	13.557.367	7.257.584
$\Delta\%$ (2022/2014)	17%	25%	20%	15%	17%	21%

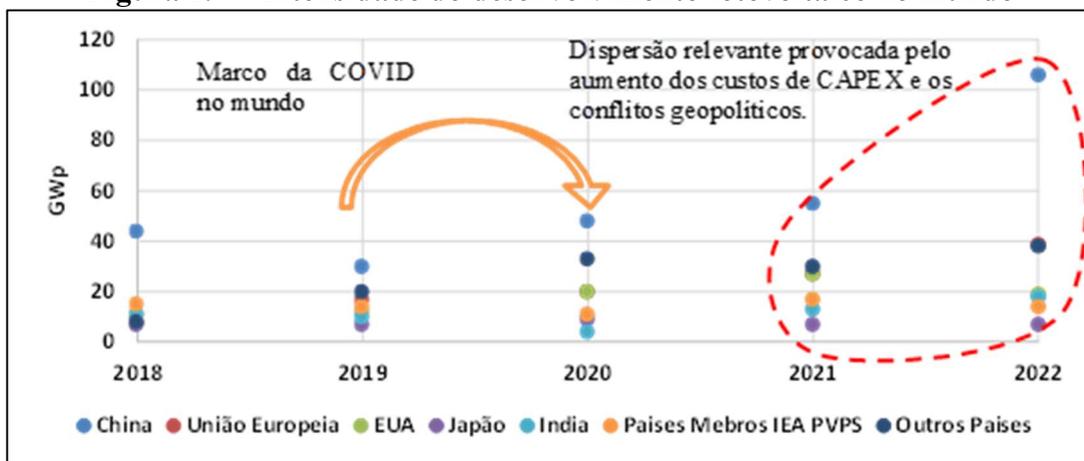
Fonte: Dados abertos, EPE 2023

Combinando inovações tecnológicas e políticas de incentivo, muitos desses países estão encontrando maneiras de aproveitar os recursos locais, como a luz solar abundante ou pequenos cursos de água, para atender às necessidades energéticas das comunidades locais. Em ambos os cenários, a evolução da geração distribuída reflete não apenas avanços técnicos, mas também uma mudança na forma como a energia é produzida, consumida e compartilhada, promovendo maior autonomia energética e resiliência global (Avril et al., 2012). Considerando o anuário da IEA PVPS, que retrata o mercado fotovoltaico global, o ano de 2022 foi marcado por um aumento expressivo de projetos renováveis, e em especial utilizando o recurso energético solar (IEA PVPS, 2023).

A representatividade energética do mercado fotovoltaico global, é ilustrada na Figura 1.4 e considera o ritmo acelerado do desenvolvimento do setor fotovoltaico no mundo, levando em consideração os países mais influentes no setor. Isto permite posicionar a energia

fotovoltaica como uma das soluções existentes e em desenvolvimento para combater as alterações climáticas.

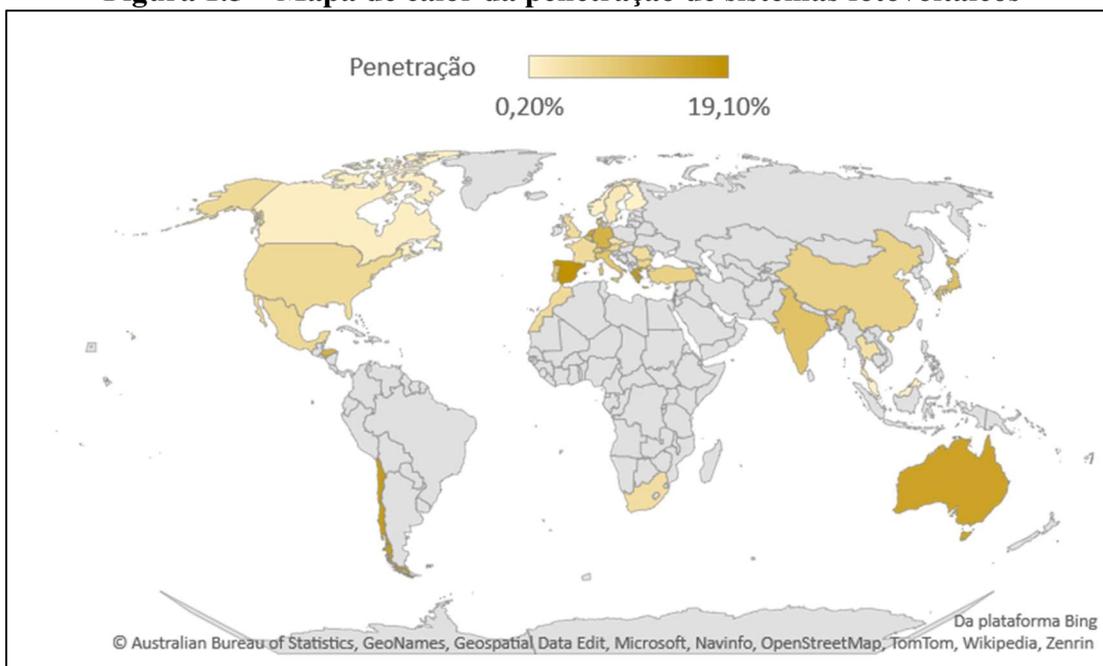
**Figura 1.4 – Intensidade do desenvolvimento fotovoltaico no mundo**



Fonte: Adaptado de IEA PVPS, 2023 (p.7)

Outra análise relevante, que traduz a preocupação do setor elétrico mundial, retoma ao nível de penetração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Figura 1.5, entretanto, essa relevante preocupação também deve-se ter com as demais fontes renováveis, que representa uma parcela relevante para o setor elétrico renovável, conforme ilustra a Figura 1.6.

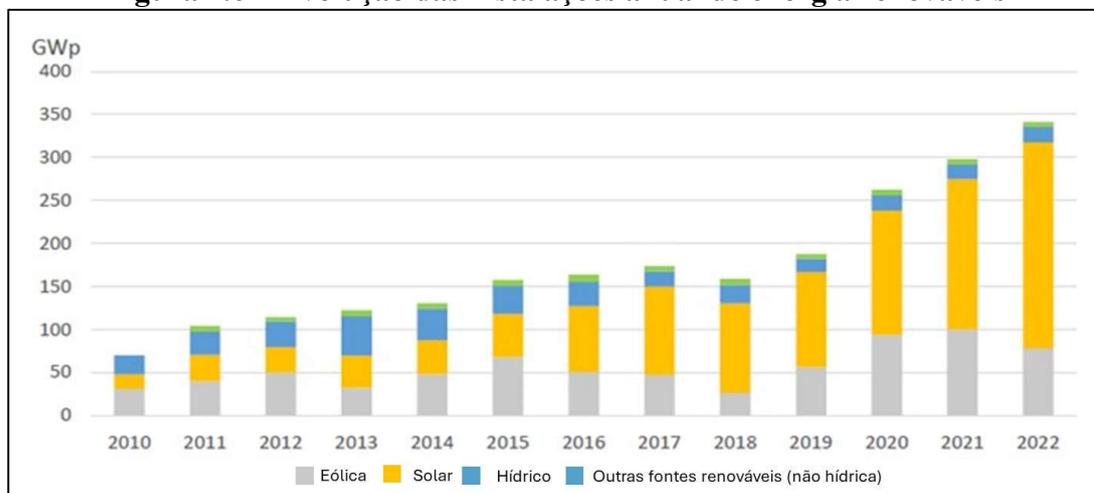
**Figura 1.5 – Mapa de calor da penetração de sistemas fotovoltaicos**



Fonte: Adaptado de IEA PVPS, 2023 (p.14)

Diante dos dados apresentados e considerando a expectativa de futuras inserções no sistema de distribuição nacional, no qual existe uma tendenciosa expansão das Micro e Minigerações Distribuídas (MMGD), representando 4,7% sobre a contribuição total das GDs (Eficiência Energética – 4,1%, Autoprodução de energia não injetada – 9,7% e Energia Solar Térmica – 0,5%), isso impõe diversos desafios como condições de sobretensão, qualidade de energia, fluxo reverso e esquemas regionais de proteção mais aprimorados, bem como nos aspectos do planejamento e operação dos sistemas de distribuição, tornando-os ainda mais complexo (EPE, 2021, Almeida et al., 2020).

**Figura 1.6 – Evolução das instalações anual de energia renováveis**



Fonte: de IEA PVPS, 2023 (p.17)

Esses desafios não estão restritos apenas aos países com maior potencial de geração distribuída, visto que os fatores que culminam nos desequilíbrios de tensão, perdas, limites térmicos e qualidade operacionais do sistema elétrico estão diretamente ligados a capacidade operacional das redes (BT e MT), intermitência da fonte, relação entre a curva de consumo e geração, extensão do alimentador e características da carga (Aziz and Ketjoy, 2017, Almeida et al., 2020).

(Gandhi et al., 2020a) além de trazer uma visão detalhada dos comprometimentos que as GDs podem provocar no sistema de distribuição, destaca ainda que os sistemas fotovoltaicos além de um potencial benefício econômico, promove vantagens tanto ambientais, reduzindo as emissões dos gases de efeito estufa, e elétrica reduzindo por exemplo as perdas nas linhas de distribuição pela geração de energia direto na carga, diminuindo o fluxo de potência do sistema.

Apesar destes desafios operacionais, as concessionárias estão sujeitas, muitas vezes, a pressões políticas e de investidores que, em virtude dos incentivos econômicos, desejam ampliar a hospedagem de GDs na rede elétrica (Hatzigiorgiou et al., 2015).

Neste ambiente, de pressão pela ampliação da inserção de recursos energéticos distribuídos alocados na rede, e a necessidade de se manter indicadores de qualidade mínimos para os usuários do sistema elétrico, é fundamental estabelecer métricas para definir a capacidade de GDs na rede. Diversos estudos foram publicados na tentativa de mensurar o impacto da inserção crescente de GDs no sistema elétrico, bem como de propor maneiras de adequar a rede para mitigar estes impactos. Em (Balamurugan et al., 2012) foi utilizado um software comercial para avaliar o impacto de Geradores Fotovoltaicos (GFs) em diversos parâmetros técnicos do sistema de distribuição.

Já (Razavi et al., 2019) apresentou um trabalho extensivo avaliando os novos desafios proporcionados pela geração descentralizada principalmente no que diz respeito as configurações de dispositivos de proteção e reguladores de tensão. O trabalho deu ênfase aos desafios impostos por fontes renováveis variáveis, como a solar fotovoltaica e a geração eólica.

Outro trabalho bastante abrangente a respeito dos problemas e impactos causados pela alta penetração de geradores fotovoltaicos é (Karimi et al., 2016). Neste trabalho, questões pertinentes como flutuação de tensão, sobretensões, desequilíbrio de tensão e harmônicos são discutidos em detalhes proporcionando uma excelente fonte de questões a serem consideradas quanto a penetração de GFs.

Muitos trabalhos deram uma atenção especial aos impactos dos recursos energéticos distribuídos nas perdas técnicas e perfil de tensão nas redes. Em (Vita et al., 2015) foi avaliado o impacto causado por três tipos diferentes de fontes energéticas (geradores a Diesel, eólicos e fotovoltaicos) concluindo que, diferentes tipos de GDs influenciam de maneira diferente a rede de distribuição. Já (Ma et al., 2019) realizou um estudo analítico sobre as perdas técnicas na rede, ademais, foi proposto um indicador capaz de estimar as perdas anuais de energia para uma ampla gama de cenários.

Outras abordagens também foram incluídas ao tema, seja para identificar os limites de capacidade de hospedagem (Magalhães et al., 2021), fluxo de potência reverso, qualidade de energia (Tonkoski et al., 2012) e parâmetros de proteção (Razavi et al., 2019), ou ainda, metodologias de maximização dos níveis de penetração (Hoke et al., 2013), seja adotando o uso de baterias (Petrichenko et al., 2018), veículos elétricos, maximização da demanda e controle ótimo operacional da curva de carga e geração.

Outrora é nítida a limitação de estudos que avaliam os impactos do ponto de vista do consumidor, ou seja, aqueles que buscam avaliar a influência que a inserção de GDs pode provocar em um determinado consumidor, ou ainda, quais os critérios técnicos são relevantes para avaliar as condições operacionais e locais. Considerando essa abordagem, a presente dissertação busca analisar os impactos causados pela inserção de GD em uma determinada unidade consumidora, e evidencia quais impactos esse recurso energético pode provocar nos demais consumidores conectados na rede de distribuição. Essas análises levaram em consideração alguns parâmetros operacionais do sistema, como tamanho da rede, tipo de fonte, perfil da curva de carga e o local de inserção da fonte. Indicadores de qualidade de energia da ANEEL foram considerados, a fim de fundamentar as análises abordadas.

## **1.2. Objetivos Específicos**

De forma geral, estes estudos legitimam as preocupações de se conhecer o impacto causado por estas fontes de geração próximas ao consumo. Porém, a grande maioria dos trabalhos avaliam os impactos de forma centralizada, na visão dos operadores e planejadores. Neste contexto, este trabalho tem por objetivo avaliar os impactos de uma forma local, avaliando os desafios que consumidores possam estar sujeitos em virtude da instalação de recursos energéticos por outros consumidores próximos. Especificamente, pode-se enumerar os seguintes objetivos:

- a) Modelar no OpenDSS unidades de GDs fotovoltaica.
- b) Promover uma interface utilizando o servidor COM (Component Object Model) a partir de uma DLL (Dynamic-Link Library) que permitirá a realização de estudos mais avançados de simulação, utilizando o recurso do PVSystem.
- c) Desenvolver uma estratégia para definir a máxima capacidade de hospedagem da GD considerando dois aspectos de restrição, fluxo reverso e limite de tensão levando em consideração os parâmetros do Procedimento de Distribuição - PRODIST módulo 8.
- d) Modelar o sistema considerando os limites de restrição, no modo Snapshot, a fim de avaliar as diferentes influências para o sistema, bem como no consumidor.
- e) Promover a alocação da GD, considerando a máxima capacidade do sistema, de forma randômica nas barras candidatas a alocação da GD, avaliando o comportamento (perfil de tensão e fator de desequilíbrio) de um determinado consumidor, em diferentes pontos, possíveis, de locação da geração distribuída.

- f) Definir os impactos impostos pelas Gerações Distribuídas nos parâmetros: tensão, fluxo de potência, desequilíbrio, curto-circuito e perdas que afetam ao consumidor.
- g) Por fim, validar o impacto causado pelo sistema fotovoltaico aos consumidores considerando análises determinísticas.

### **1.3. Organização textual**

A presente dissertação está estruturada de forma a garantir uma clara compreensão dos impactos causados aos consumidores de energia pela inserção de geradores distribuídos, buscando evidenciar os fatores que potencializaram esse crescimento, e por fim, proporcionar uma base sólida para futuras análises e tomadas de decisões na integração de Geração Distribuída.

Neste primeiro capítulo foi realizada a contextualização ao tema, motivação, a problemática na qual a presente dissertação visa abordar, e por fim, foram delineados os objetivos e a relevância da pesquisa. No capítulo seguinte, são realizadas as abordagens das considerações regulatórias e operacionais que permitiram o desenvolvimento das fontes renováveis em alguns países, vislumbrando compreender como esses incentivos destinados a Geração Distribuída impactou e pode impactar o sistema elétrico. Ainda no mesmo capítulo, foram analisados os impactos da GD, as condições operacionais que podem provar esses impactos no sistema elétrico, como intermitência, características da fonte geradora, bem como as cargas conectadas no sistema, objetivando identificar os principais impactos causados e as principais ferramentas utilizadas para analisar esses impactos.

No terceiro capítulo, são apresentados os métodos empregados para obtenção dos resultados, que serão discutidas na última seção juntamente com as considerações finais. Este capítulo, descreve ainda, as etapas das modelagens, restrições operativas e análise de dados. Para conduzir os estudos, recursos computacionais fornecidos pelos softwares MATLAB e EPRI OpenDSS, que proporcionará a realização de simulações que permite a desenvolver análises de sistemas de distribuição de energia elétrica e apoiar os estudos de integração de recursos energéticos distribuídos na rede. Por fim, a eficácia da metodologia proposta é avaliada utilizando o sistema IEEE de 13 barras e a fim de representar uma abordagem de operação real da GD o sistema de 8500 barras foi utilizado, como estudo de caso.

No quinto e último capítulo são abordados os resultados das análises realizadas e as considerações finais do estudo, implicações práticas e recomendações para futuras investigações.

## **2. IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES ELÉTRICAS**

### **2.1.Considerações iniciais**

Nesta seção, o autor aborda os aspectos regulatórios que se fizeram presentes dentro do contexto estrutural do setor elétrico, concentrando-se especialmente na expansão das gerações distribuídas, abrangendo desde micro até mini GD. A análise dessas regulamentações revela os fundamentos que regem a inserção dessas formas descentralizadas de geração no setor elétrico, delineando os parâmetros que orientam e permitem a expansão maçante das MMGDs.

Além disso, será discutida a interação desses aspectos regulatórios com os objetivos mais amplos do setor elétrico, incluindo considerações sobre eficiência operacional, confiabilidade da rede e efeitos resultantes da elevada incorporação de Geração Distribuída, principalmente considerando as complicações provocadas nos consumidores da rede de energia elétrica. Com o objetivo de analisar esses impactos e estabelecer critérios de avaliação para determinar a Máxima Capacidade de Hospedagem (MCH), são delineadas as ferramentas empregadas para a análise dos impactos no sistema, assegurando eficiência operacional e qualidade de energia aos consumidores nos fundamentos técnicos, incluindo o fluxo de potência na rede e nos elementos do sistema, perdas elétricas, curto-circuito, desequilíbrio e perfil de tensão.

### **2.2. Aspectos regulatórios e perspectivas para a Geração Distribuída**

A expansão da geração distribuída foi impulsionada, em grande parte, por mudanças regulatórias que buscaram promover a diversificação do setor elétrico e fomentar a adoção de fontes descentralizadas de energia. A criação de um ambiente regulatório propício à geração distribuída permitiu a inserção mais efetiva de tecnologias como a solar fotovoltaica e eólica na matriz energética.

Ao flexibilizar as barreiras para a entrada de pequenos geradores no sistema elétrico, as regulamentações facilitaram a instalação de sistemas de GD em residências, empresas e instalações industriais. A criação de mecanismos de incentivo, como tarifas de energia atrativas para produtores de GD, também desempenhou um papel fundamental nesse processo.

No entanto, essa expansão não ocorreu sem desafios. O aumento significativo da geração distribuída teve impactos substanciais na rede elétrica e principalmente aos

consumidores conectados. A inserção em larga escala desses sistemas descentralizados influenciou o fluxo de potência na rede, as perdas elétricas, o perfil de tensão e, em alguns casos, provocando desequilíbrios significativos.

A integração de geração distribuída na rede trouxe consigo a necessidade de reavaliar os critérios de avaliação para determinar a máxima capacidade de hospedagem do sistema. A regulação, embora tenha facilitado a expansão da GD, também enfrenta o desafio de equilibrar essa expansão com a manutenção da estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Dessa forma, é evidente que a regulação desempenhou um papel crucial ao viabilizar a expansão da geração distribuída, proporcionando um ambiente propício para investimentos e inovações.

No entanto, é imperativo continuar aprimorando as políticas regulatórias para enfrentar os desafios que surgem com a inserção massiva de fontes descentralizadas na rede elétrica, garantindo, assim, um desenvolvimento sustentável do setor.

### **2.3. Impactos da GD no sistema elétrico**

Conforme abordado por (Karimi et al, 2016), o relevante crescimento das fontes renováveis, como é o caso do solar, que foi amplamente difundido a nível global, vislumbrando propiciar uma descentralização das dependências por recursos exauríveis, e a passos curtos, alcançar ambiciosos índices de redução das emissões de gases de efeito estufa.

É válido considerar que, a utilização desses recursos renováveis para a modernização da matriz elétrica é fundamental (Ismael et al, 2019). A transição energética é crucial não apenas para a sustentabilidade ambiental, mas também para a eficiência e a resiliência do sistema elétrico, como afirma (Shah et al, 2015).

A inserção das Gerações Distribuídas demanda uma análise cuidadosa, considerando fatores como a capacidade de hospedagem do sistema (Nikos et al, 2015), fluxo de potência, perdas elétricas (Ma et al, 2019), curto-circuito, desequilíbrio de tensão e perfil de tensão (Razavi et al, 2019). Além disso, sob a ótica do consumidor, é necessário avaliar como essa transição afeta a confiabilidade do fornecimento de energia e, por conseguinte, a qualidade do produto, que foi destacado por (Tonkoski et al, 2012) ao considerar em suas abordagens o impacto da alta penetração fotovoltaica na tensão de áreas residenciais.

Em suas pesquisas atuais sobre capacidade de hospedagem de geração distribuída, (Oktoviano et al., 2020) apresentam duas revisões com uma abordagem rigorosa para avaliar as implicações da alta penetração fotovoltaica. Este demonstra que é relevante explorar não

apenas os benefícios ambientais, mas também os desafios, como possíveis instabilidades na rede. O embasamento teórico realizado pelo autor, leva a uma consideração cuidadosa dos fatores que contribuem para esses impactos, bem como a análise do momento e do nível em que ocorrem.

Algo a ser considerado, são os desafios inerentes à transição de sistemas de energia elétrica tradicionais como hídrico, térmico, nuclear e outros, projetados para grandes usinas de energia de base, para um modelo mais distribuído e intermitente, com ênfase na tecnologia fotovoltaica e eólica por exemplo. A necessidade de aumentar a flexibilidade do sistema para lidar com a variabilidade criada por fontes intermitentes, é crucial, e essa abordagem foi realizada por (Eltawil et al., 2010).

A trajetória promissora indicada por Eltawil et al. (2010), com a redução dos preços dos componentes do sistema e a evolução de projetos em grande escala, tem implicações significativas para os consumidores de energia, conectados ao sistema de baixa e média tensão. À medida que os custos de implementação de fontes de energia distribuída, como a fotovoltaica, diminuem, há uma tendência clara para uma expansão mais acentuada dessas tecnologias. Essas implicações podem ser tanto satisfatórias para o consumidor, quanto prejudicial ao acessante da rede, ainda mais caracterizada pela expansão de benefícios tangíveis, como a redução potencial nas tarifas de eletricidade.

No entanto, é fundamental reconhecer que também podem surgir desafios, especialmente no que diz respeito à integração dessas fontes intermitentes na rede elétrica. O aumento da participação de geração distribuída pode impactar a estabilidade e confiabilidade da rede (Choudhry, 2010). Além disso, questões relacionadas à gestão da carga, interconexão e resiliência do sistema precisarão ser cuidadosamente abordadas para mitigar possíveis impactos negativos.

A abordagem das questões técnicas do lado do sistema de energia da concessionária é essencial para garantir a segurança da GD e a confiabilidade da rede elétrica. A ênfase em requisitos técnicos para a interconexão, resolução de problemas de detecção de ilha, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão e interferência eletromagnética, demonstra uma compreensão profunda das complexidades envolvidas na integração bem-sucedida das Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), por exemplo (Yahya et al., 2018).

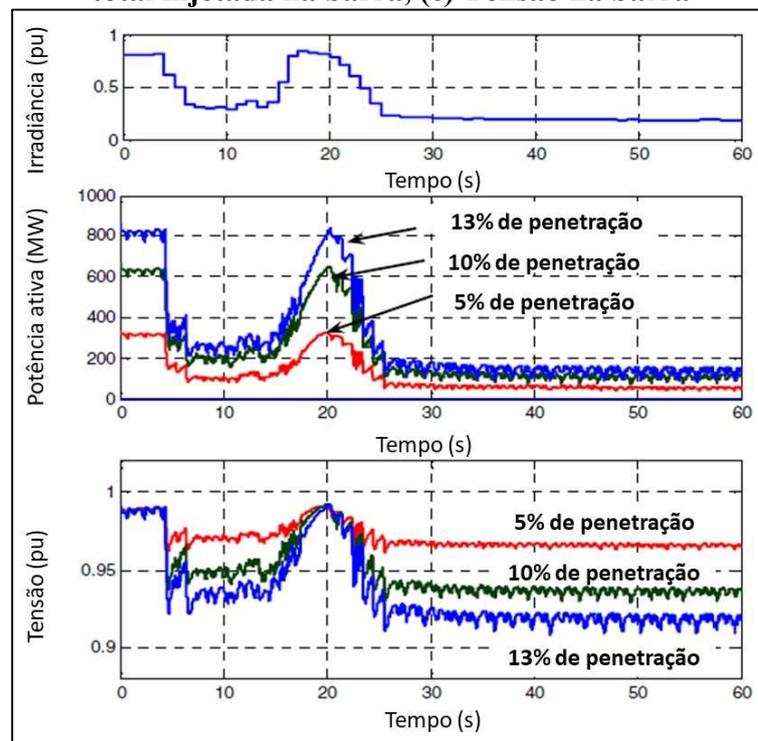
(Karimi et al, 2016), considera que a variação e desequilíbrio de tensão, juntamente com possíveis maus funcionamentos de equipamentos de regulação, constituem um cenário complexo que exige atenção cuidadosa. Além disso, a sobrecarga potencial nos alimentadores

de distribuição adiciona uma camada crítica, destacando a necessidade de gerenciamento eficiente da carga decorrente da geração fotovoltaica.

Como forma de elucidação, (Karimi et al, 2016) destaca na Figura 2.1, retirada das abordagens desenvolvidas por (Yun, 2007), como o comportamento da variação da irradiância pode interferir na potência ativa injetada em uma determinada barra do sistema e na tensão, considerando três percentuais de penetração de fotovoltaica.

Ademais a Figura 2.1 demonstra que à medida que a penetração de fotovoltaico (PV) atinge níveis mais elevados, as flutuações de tensão associadas às variações na irradiância tornam-se mais acentuada. Esse comportamento destaca a sensibilidade do sistema elétrico às variações na geração fotovoltaica, indicando a importância de estratégias de controle e mitigação para manter a estabilidade do sistema em condições de alta penetração de PV. Essa análise temporal fornece dados valiosos para o dimensionamento e operação eficazes de sistemas elétricos integrados com fontes de energia solar.

**Figura 2.1 – Efeito de uma irradiância: (a) Irradiância (b) Potência ativa fotovoltaica total injetada na barra, (c) Tensão na barra**



Fonte: Yun, 2007

Compreender o comportamento dos sistemas de energia, independentemente do nível de tensão, revela variações na estabilidade operacional que se diferenciam em diversos

cenários de penetração de GDs. A complexidade desse comportamento é evidenciada pela influência significativa da integração de GDs nos parâmetros operacionais do sistema elétrico.

A exemplo disso, (Aziz, 2017) visando assimilar o comportamento dos sistemas elétricos de baixa tensão (BT), diante da crescente popularização das Gerações Distribuídas (GDs), concentrou suas abordagens metodológicas em análises aprofundadas de revisões literárias que exploram de forma específica o comportamento desses sistemas, especialmente quando o foco é entender as violações nos níveis de tensão em sistemas BT.

Dentre as considerações relevantes destacadas por (Aziz, 2017), vale considerar o comportamento do sistema quando uma única GD é inserida no sistema, no qual a violação pode ocorrer em níveis baixos de penetração, como de 2,5%.

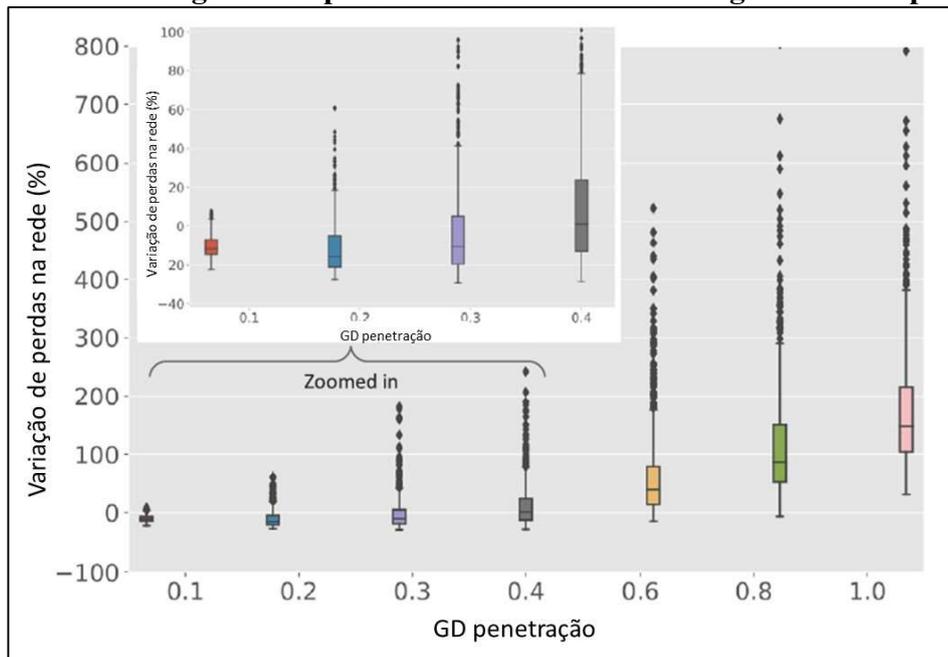
Outrora, (Aziz, 2017) aborda uma importante característica dos sistemas BT, quando ocorre uma alocação aleatória em vários pontos do sistema uniformemente e em trechos mais curtos. É interessante destacar que nas análises realizadas pelo autor, foi considerado ainda que os sistemas BT podem alocar uma maior penetração de GDs em comparação com sistemas de média tensão, e isso pode estar associado aos controles mais robustos do nível de tensão.

Além da relação do nível de tensão em sistemas de BT, uma importante relação com as perdas elétricas na rede, destacando sua importância em sistemas com alta penetração de recursos energéticos renováveis, deve ser considerada nas abordagens e modelagem das Gerações Distribuídas no sistema, visto que as Micro e Mini Gerações Distribuídas (MMGD) instaladas podem afetar significativamente as perdas de energia e influenciar a eficiência da rede no fornecimento de energia.

Considerando esse contexto, (Ma et al.,2019) com base em estudos analíticos sobre as perdas da rede e características relevantes, propõe um indicador anual de perda de energia. Este novo indicador é capaz de estimar as perdas de energia em redes de baixa tensão para uma ampla gama de cenários relativos à instalação de geradores distribuídos e estruturas de rede. A Figura 2.2 ilustra a eficácia e o desempenho da metodologia ao analisar a variação das perdas na rede em relação a penetração da GD.

Essas avaliações das perdas do sistema, realizada por (Ma et al.,2019), permitem aos operadores de sistemas de distribuição selecionar locais ideais para novas unidades de geração e ajustar planos de reforço de rede para melhorar a eficiência energética geral em diferentes escalas do sistema.

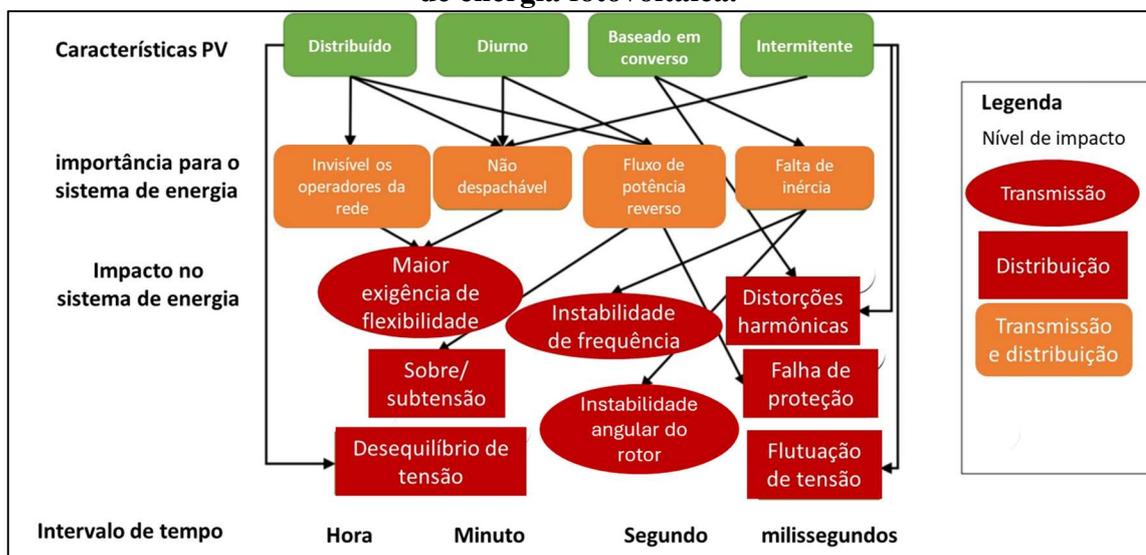
**Figura 2.2– Visão geral dos problemas do sistema de energia causados pela GD**



Fonte: Ma et al.,2019

Para resumir os impactos relatados pela integração dos recursos energéticos distribuídos, (Gandhi et al. 2020) promove uma segmentação dos eventos, Figura 2.3, sendo importante observar que todos os impactos dependem altamente das características do sistema (topologia, impedância, nível de carga etc.), bem como na penetração e localização da GD, que neste caso foi elaborado ao contexto da energia fotovoltaica, mas que reflete igualmente para o sistema eólico.

**Figura 2.3– Visão geral dos problemas do sistema de energia causados pela integração de energia fotovoltaica.**



Fonte: Gandhi et al. 2020

A determinação da máxima capacidade de hospedagem, análise dos aspectos do nível de tensão, fator de desequilíbrio, perdas, fluxo reverso e outros parâmetros de operação em sistemas elétricos com GDs envolve metodologias específicas. A exemplo do que foi apresentado por (Razavi et al., 2019), apresentando a taxonomia dos artigos revisados sobre o impacto da GD na proteção dos sistemas de distribuição, a Tabela 3 apresenta uma breve revisão das principais bibliografias analisadas sobre as metodologias e ferramentas utilizadas para determinar esses parâmetros do sistema de energia elétrica.

**Tabela 3:Revisão bibliográfica de metodologias e ferramentas**

Referência	Problema	Método
Magalha et al.,2021	Análise da capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica em sistemas de distribuição trifásicos desbalanceados	Método <i>Particle Swarm Optimization</i> em conjunto com o software OpenDSS são empregados para a solução do problema proposto
Kalambe, 2014	Minimização de perdas em sistemas de distribuição	Alocação de Geração Distribuída para minimizar perdas na rede de distribuição
Coelho et al.,2020	Minimizar a perda total de energia em um período, lidando com restrições específicas de tensão e desequilíbrio	Metaheurística Empírica Contínua para Programação Múltipla de Geração Distribuída
Georgilakis, 2013	Alocação ideal de geração distribuída em redes de distribuição de energia	Métodos determinístico, estocástico e séries temporais
Torres et al., 2019	Determinação da violação de tensão, corrente e perdas em consumidores de BT	Modelagem de um alimentador real de baixa tensão, ajustando as variáveis do sistema em condições reais de operação, utilizando fluxo de potência baseado em métodos numéricos interativos como Newton–Raphson e Gauss–Seidel.
Ebe et al. (2017)	Avaliação da capacidade de hospedagem fotovoltaica de redes de distribuição considerando a análise do potencial de telhados solares — comparação de diferentes algoritmos.	Metodologia apresentada para estudo da capacidade de hospedagem por métodos determinísticos: Análise da Topologia da Rede; Incremento do Fator de Utilização; Cálculo do Fluxo de Potência e Teste de Violação dos Limites da Rede
Sadeghian e Wang (2020)	Apresentar uma estrutura de avaliação de impacto para estudar dois tipos de cenários de implantação de sistemas fotovoltaicos: baseados no cliente e baseados em serviços públicos	Mínimizar perdas de energia, tensão desvio e flutuação de tensão utilizando métodos Estocástico (nas análises em clientes) e Otimização (para serviços públicos).
Alturki e Khodaei (2018)	Minimizar o custo esperado da energia adquirida da rede e minimizar os custos de operação e manutenção dos parques eólicos.	Introduzir um modelo estocástico multiobjetivo para maximizar a capacidade de hospedagem de turbinas eólicas e minimizar os custos de aquisição de energia.
Mmary e Marungsri (2018)	Maximize a redução de perdas e a estabilidade de tensão.	Minimize as perdas de potência ativa colocando geradores híbridos renováveis e capacitores shunt usando o algoritmo ABC.
Hung e Mishra (2018)	Desenvolver um fator de desequilíbrio de tensão multiobjetivo para avaliar os efeitos da integração de sistemas fotovoltaicos monofásicos em redes de distribuição residenciais trifásicas.	Simulação de Monte-Carlo para dimensionamento e posicionamento de PV nas barras e fases e modelo de distribuição gaussiana para caracterização da incerteza das cargas.

Referência	Problema	Método
Al-Saadi et al. (2017)	Apresentar uma ferramenta de avaliação de risco para estimar a capacidade de hospedagem das redes de distribuição.	Técnica de grade esparsa para avaliação de risco
Al-Saadi et al. (2018)	Determinar a capacidade de hospedagem e a expectativa probabilística de violações para integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição	Transformação Nataf para correlações espaciais entre unidades fotovoltaicas e cargas
Qammar et al. (2023)	Permitir que os operadores de redes de distribuição encontrem o <i>Hosting Capacity</i> (HC) sem aplicar quaisquer abordagens determinísticas ou probabilísticas	Metodologia de determinação de capacidade de hospedagem baseada em <i>machine learning</i> para redes de distribuição de baixa tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor

## 2.4. COSIDERAÇÕES FINAIS

No panorama das análises de impactos presentes na literatura, nota-se uma predominância na perspectiva dos operadores do sistema elétrico. Grande parte dos estudos enfatiza as implicações para a eficiência operacional, confiabilidade da rede e gestão dos recursos por parte dos agentes reguladores e concessionárias. No entanto, este trabalho tem como propósito uma abordagem diferenciada, concentrando-se no olhar atento para o impacto direto nos consumidores. Tal direcionamento se justifica considerando que, de acordo com dados recentes do setor elétrico, as decisões de integração de Geração Distribuída frequentemente impactam diretamente os consumidores finais, como por exemplo na confiabilidade do fornecimento de energia.

Assim, este estudo busca preencher uma lacuna, dedicando-se a compreender como a transição para um modelo elétrico mais descentralizado e a integração massiva de gerações distribuídas afetam diretamente os consumidores finais da rede elétrica. A análise proposta vai além da eficiência do sistema e considera os efeitos tangíveis percebidos pelos consumidores, incluindo aspectos como qualidade do fornecimento, custos e confiabilidade.

Em síntese, a complexidade entre os aspectos regulatórios, estruturais e técnicos na expansão das gerações distribuídas. É fundamental para garantir uma transição bem-sucedida para um modelo elétrico mais sustentável e resiliente, alinhado aos desafios e perspectivas do setor elétrico contemporâneo e explorar as implicações sob a ótica dos consumidores.

### **3. DELINEAMENTO METODOLÓGICO**

#### **3.1. Considerações iniciais**

A crescente demanda por energia elétrica, aliada à necessidade de adotar fontes mais sustentáveis, tem impulsionado a pesquisa na área de Geração Distribuída. Esta dissertação aborda a integração de GD na rede de distribuição, focando em tecnologias como solar fotovoltaica e eólica. Além de compreender os efeitos dessas tecnologias na perspectiva dos consumidores de energia elétrica, conforme considerado no capítulo 2.

Por esse motivo, a metodologia tem por objetivo aprofundar-se na compreensão dos impactos dessa integração na estabilidade e desempenho da rede elétrica, visando compreender o comportamento sob a ótica dos consumidores. Inicialmente, há uma definição da estrutura de modelagem, estabelecendo os elementos essenciais do sistema de distribuição de energia elétrica, notadamente o uso do MATLAB e EPRI OpenDSS, visando explorar as interações complexas das GDs na rede e por fim, a modelagem das GDs e as restrições do sistema.

No âmbito das análises desenvolvidas, a integração do OpenDSS com o Matlab foi adotada, considerando a difusão do Matlab no meio acadêmico e sua capacidade de proporcionar uma modelagem mais concisa por meio de linhas de código. Essa escolha não apenas otimiza a eficiência do desenvolvimento, mas também fortalece a acessibilidade e a relevância do estudo dentro do contexto acadêmico.

Em todas as etapas, a ênfase recai sobre a rigidez científica e a abordagem analítica, garantindo a confiabilidade e relevância dos resultados obtidos, contribuindo assim para o avanço do conhecimento na área de integração de GD na rede elétrica, visando a compreensão dos impactos nos consumidores.

#### **3.2. Software OpenDSS**

Neste trabalho, para avaliação dos impactos da inserção de GDs na rede, fez-se uso do software EPRI OpenDSS. O OpenDSS é uma ferramenta que permite análises de sistemas de distribuição de energia elétrica bem como apoiar estudos de integração de recursos energéticos distribuídos na rede (Dugan e McDermott, 2011).

A justificativa para seu uso está em sua característica flexível e personalizável, que permite aos usuários realizarem análises complexas de maneira simples, dando suporte a

desafios atuais e futuros da integração de novas tecnologias e recursos na rede de distribuição (Dugan e McDermott, 2011).

Para a obtenção do estado da rede, o software faz uso de um processo iterativo de ponto fixo. A metodologia de solução é resumida na Eq. 1.1 e pode ser aprofundada analisando o fluxo de potência detalhado em (Freitas, 2020).

$$V_{n+1} = [Y_{sistema}]^{-1} Ic(V_n) \quad (1.1)$$

Onde  $n$  é o número de iterações ( $n=0, 1, 2, \dots$ , até convergir),  $V_{n+1}$  é o vetor 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 condições iniciais para as tensões,  $Y_{sistema}$  é a matriz de admitâncias do sistema e, por fim,  $Ic$  representa o vetor constituído pelas correntes de compensação dos equipamentos (cargas, geradores, etc).

No OpenDSS, a matriz de impedância nodal é uma representação fundamental para modelar e analisar redes elétricas. Essa matriz associa cada elemento a um nó ou a um par de nós no sistema. Cada nó representa um ponto de conexão em uma rede elétrica. A relação entre correntes injetadas e tensões nodais é fundamental para entender o comportamento da rede elétrica. A matriz de admitâncias nodal fornece as relações matemáticas entre esses parâmetros, permitindo a análise e a resolução de sistemas elétricos complexos (Rocha e Radatz, 2017).

De acordo com (Andrade et al., 2020), o OpenDSS oferece uma abordagem na análise de redes elétricas, permitindo uma modelagem fragmentada que é fundamental para estudos específicos (Freitas, 2020). Ainda em complemento, considera que a capacidade de dividir a construção da rede em arquivos distintos e posteriormente integrá-los em um único arquivo executável representa uma vantagem notável. Essa funcionalidade é particularmente valiosa ao analisar o comportamento de alimentadores individuais ou até mesmo da rede completa. Essa abordagem modular não apenas otimiza a eficiência na modelagem, mas também permite uma análise mais direcionada dos elementos específicos da rede elétrica (Montenegro e Dugan, 2017).

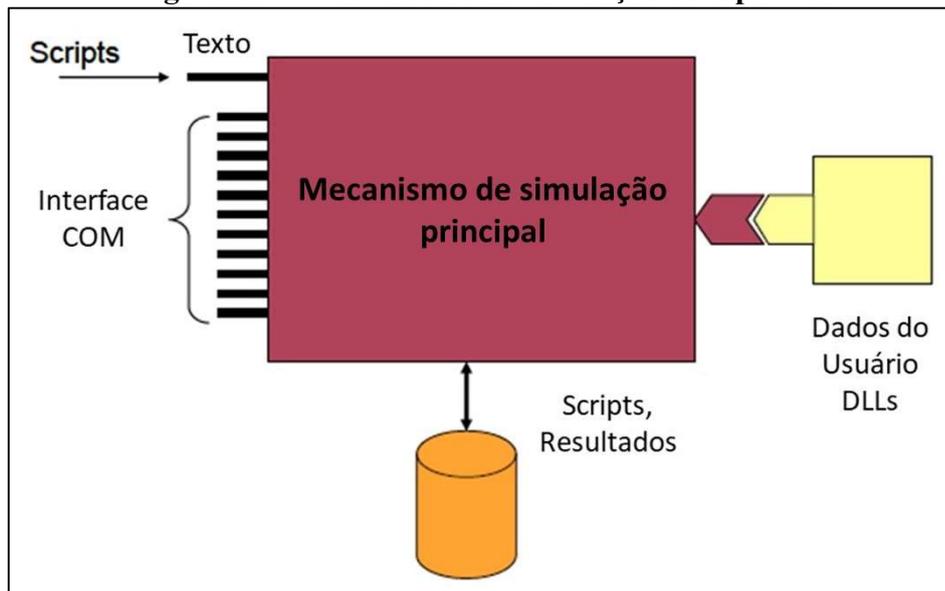
A possibilidade de construir redes elétricas no OpenDSS e promover uma interface de comunicação e operação com outras plataformas e software existente, faz com que o seu uso seja amplamente operacionalizado para incorporar elementos de geração distribuída,

tornando-se uma escolha estratégica para explorar as complexidades inerentes à integração desses elementos no sistema elétrico (Sunderman et al., 2014).

De acordo com (Sexauer, 2016) a interação do OpenDSS como servidor COM (*Component Object Model*), implementado como uma DLL (*Dynamic Link Library*), é um aspecto crucial que permite ampliar a flexibilidade e a capacidade de integração desse simulador em ambientes diversos. Ao implementar o OpenDSS como um servidor COM, ele se torna um objeto que pode ser controlado por script, conforme figura 3.1, e acessado por outros softwares que suportam a tecnologia COM.

A comunicação pela interface COM pode ser realizada utilizando diversas linguagens de programação, dentre as quais destacam-se Python, VBA, Matlab e C#, possibilitando a implementação do DSS de forma totalmente independente de qualquer banco de dados ou definição de circuito de arquivo de texto fixo (Ochoa, 2022).

**Figura 3.1 – Interface de comunicação do OpenDss**



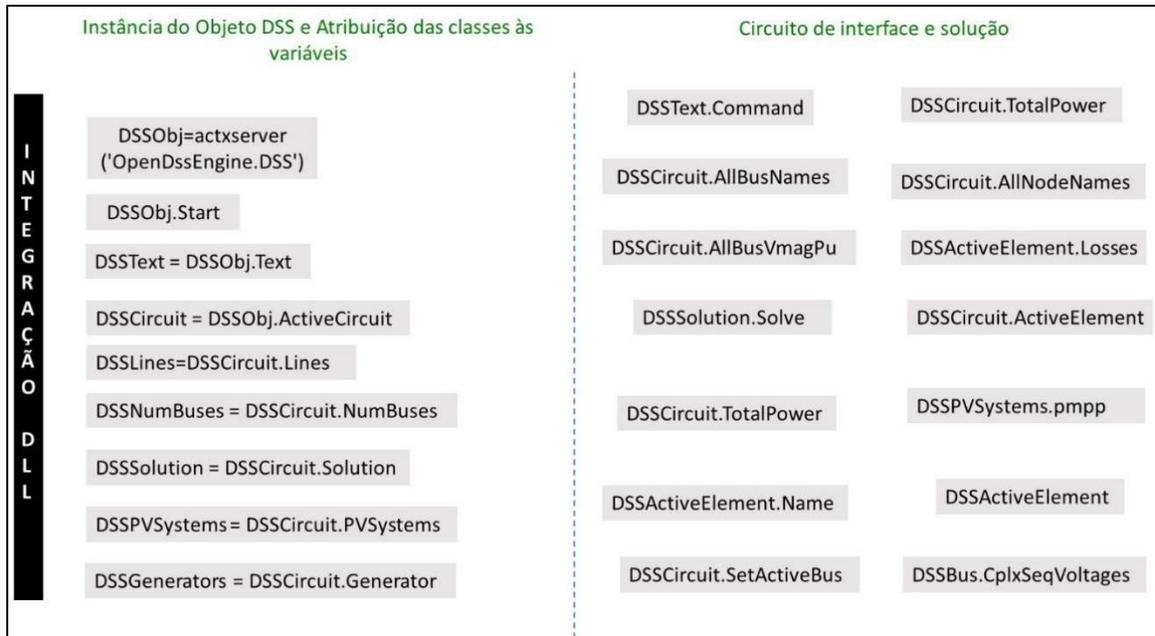
Fonte: Dugan e McDermott, 2011

Para as análises desenvolvidas nesse estudo, o autor adotou a integração com o Matlab, por tratar-se de um software difuso no meio acadêmico e possibilita empregar uma modelagem de linhas de código mais concisa em comparação com alternativas disponíveis. Essa escolha estratégica, otimiza a eficiência do desenvolvimento, e também fortalece a acessibilidade e a relevância do estudo dentro do contexto acadêmico.

Para garantir a integração entre o OpenDSS e o Matlab, é necessário desenvolver a interface de comunicação que irá conectar ambos os softwares, bem como prover a execução

dos comandos e as interfaces visuais das análises que foram realizadas no estudo. Entretanto, os conectores de comunicação e os executores de comandos entre os softwares, são DLLs específicas que possui estrutura baseada na figura 3.2.

**Figura 3.2 – Estruturas de DLLs para comunicação Matlab e OpenDss**

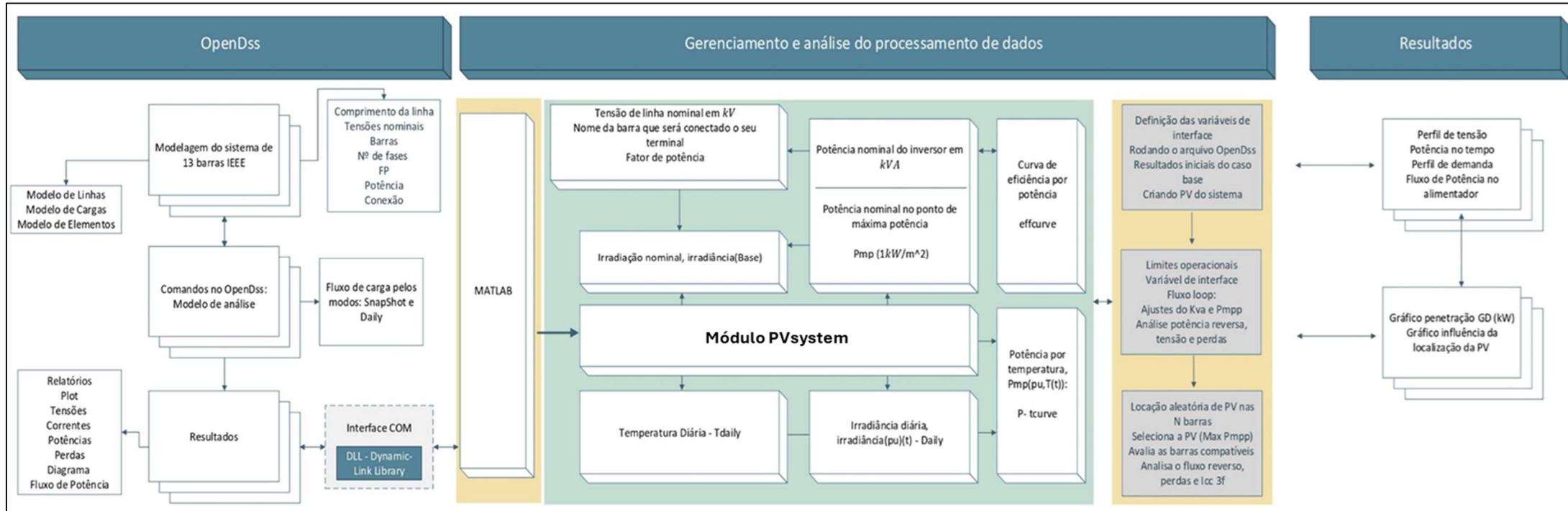


Fonte: Elaborado pelo autor

Tratando-se dos objetivos alcançados a partir da interface do servidor COM integrando o OpenDss e o Matlab, a arquitetura operacional desse processo é descrita no fluxograma destacado na figura 3.3. O fluxograma apresenta a integração entre o ambiente de programação Matlab e o OpenDSS. O processo inicia-se com a definição dos parâmetros e requisitos específicos do estudo no ambiente Matlab, onde são desenvolvidos e aprimorados algoritmos e modelos necessários para as análises elétricas. Em seguida, a interface do servidor COM do OpenDSS é acionada a partir do Matlab, estabelecendo uma comunicação direta entre as duas plataformas.

O OpenDSS, recebe as instruções e dados provenientes do Matlab, inicializando as simulações elétricas conforme as configurações previamente estabelecidas. Durante esse processo, a flexibilidade da interface COM do OpenDSS permite não apenas a execução das simulações, mas também o acesso direto a funções específicas e às matrizes de solução geradas. Ao concluir as simulações, os resultados são retroalimentados para o Matlab, onde são processados e analisados.

Figura 3.3 – Fluxograma da arquitetura de comunicação OpenDss x Matlab



Fonte: Elaborado pelo autor

Essa abordagem bidirecional facilita a troca de dados entre as plataformas, permitindo uma análise aprofundada dos resultados e possibilitando ajustes ou iterações no modelo conforme necessário. A integração entre o Matlab e o OpenDSS, como representado no fluxograma, destaca-se como um componente essencial na condução de estudos, aproveitando as vantagens distintas de ambas as plataformas e promovendo uma abordagem abrangente na modelagem e análise de sistemas elétricos.

### 3.2.1. Modelagem dos elementos do SEP no OpenDss

Cada componente do circuito no OpenDss é caracterizado por sua matriz de admitância nodal "primitiva". Os modelos de elementos e circuitos estão atualmente escritos na programação *Delphi*. Esta linguagem de programação integra efetivamente conceitos de Pascal orientado a objetos, proporcionando um ambiente de desenvolvimento rápido de aplicativos especialmente otimizado para a plataforma Windows. Essa escolha de implementação não apenas garante a eficiência no desenvolvimento, mas também oferece uma abordagem orientada a objetos que facilita a manutenção e expansão do código, contribuindo para a flexibilidade e robustez do OpenDSS (Dugan e McDermott, 2011).

Na Figura 3.4 cada uma dessas matrizes primitivas contribui de maneira cumulativa para a formação da matriz de admitância global  $Y$  do circuito. Em (Sexauer, 2016), são detalhadas as matrizes de admitâncias nodais de cada elemento. (Silva, 2021) considera ainda que no OpenDss existem dois tipos de elemento (i) Conversão de energia (ECE), (ii) transporte de energia (ETE). O autor ainda caracteriza a formulação da linha de código, em geral, sendo formada por um verbo (New, Set, Edit), sequenciada pelos seus parâmetros como demonstrado no trecho abaixo.

**Verbo\_Comando Classe\_do\_Elemento.Nome parâmetro1=v1 parâmetro2=v2**

Os principais componentes do Sistema Elétrico de Potência (SEP) no OpenDSS, juntamente com as instâncias correspondentes de cada uma, são delineadas a seguir:

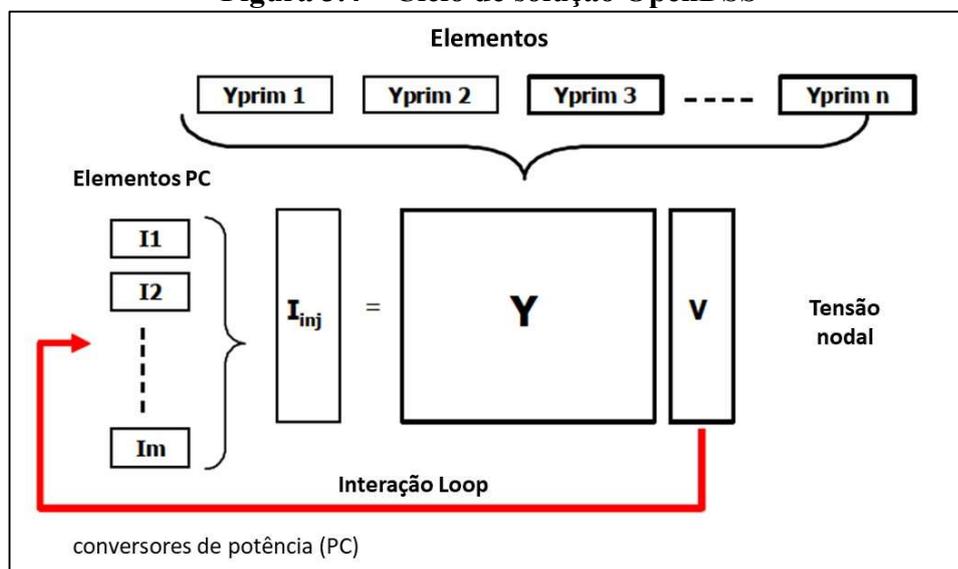
#### 3.2.1.1. Elemento transformador

No OpenDss o transformador é modelado como um elemento/objeto "*Transformer*". Ao modelar esse elemento é necessário considerá-lo como sendo fornecedor de energia ETE multiterminal, tendo padrão de conexão em estrela-triângulo (Sexauer, 2016).

Através da definição de parâmetros como a relação de transformação, resistência, reatância e perdas, o elemento permite uma modelagem precisa e detalhada do comportamento do transformador no contexto do OpenDSS, conforme discretizado a seguir por (Silva, 2021):

**New Transformer.** Nome **phases**=número\_de\_fases **XHL**=Reatância\_percentual\_do\_1º\_para\_2º  
 ~**wdg**=enrolamento\_1 **conn**=conexão **kV**=Tensão\_Nom **kVA**=Potência\_Nom **tap**=Tensão\_Ajustada  
 ~**wdg**=enrolamento\_2 **conn**=conexão **kV**=Tensão\_Nom **kVA**=Potência\_Nom **tap**=Tensão\_Ajustada

**Figura 3.4 – Ciclo de solução OpenDSS**



Fonte: Sexauer, 2016

O critério de inserção dos parâmetros do enrolamento pode ser realizado individualmente ou utilizando matrizes para atribuir todos os valores de enrolamento de uma única vez. Como demonstrado na discretização dos parâmetros do transformador, o “wdg” é utilizado para selecionar um enrolamento específico. Outros parâmetros e detalhamentos podem ser consultados em (Sexauer, 2016), e em complemento, (Andrade et al., 2020) propõem uma recomendação de equação que calcula a reatância dos transformadores da rede de alta tensão para baixa tensão, Eq. 1.2.

$$XHL (\%) = \sqrt{Z^2 - \left[ \frac{(P_t - P_v) \times S_n}{3I_{cc}^2 \times V_n^2} \right]} \times 100 \quad (1.2)$$

Tendo:

XHL é a reatância de alta para baixa tensão em percentagem;

Z é a impedância no dado de placa do transformador em p.u.;

$P_t$  são as perdas totais em W;

$P_v$  são as perdas em vazio em W;

$S_n$  é a potência base em VA e

$V_n$  é a tensão base em V.

Para modelagem das redes utilizadas no estudo, foram considerados transformadores com parametros de perdas e reatância, adequados para representar uma variedade de configurações.

### 3.2.1.2. Elemento line, linegeometry e lineCod

O objeto “line” é utilizado no OpenDss para modelar as características das linhas/condutores, que neste caso trata-se de um modelo “pi”, tal modelo possui uma impedância de linha série e uma admitância Shunt. (Saadat,2004), sugere que o equacionamento desses dois elementos sejam determinados pela Eq. 1.3 e 1.4, respectivamente.

$$Z_{km} = R_{km} + jX_{km} \quad (1.3)$$

$$Y_{kmSh} = G + jB \quad (1.4)$$

Tendo:

$Z_{km}$  - Impedância da linha;

$R_{km}$  - Resistência série;

$X_{km}$  - Reatância série;

$Y_{kmSh}$  - Admitância shunt;

$G$  - Condutância shunt;

$B$  - Susceptância shunt;

Oportunamente (Silva, 2021) especifica as características do objeto “line”, conforme a sugestão da Nota Técnica 0057/2014 da ANEEL, tendo os parâmetros descritos abaixo:

```
New Line.Nome bus1 = Barra1 bus2 = Barras2 LineCod = Código_da_Linha
~Length=Comprimento
```

Observe nos parâmetros acima que não foi discretizada as características de impedância para linha e cabo, entretanto, o parâmetro “LineCod” foi utilizado para caracterização de outros parâmetros da linha, sendo uma usabilidade comum para a composição detalhada das características da linha (Sexauer, 2016).

(Sexauer, 2016) sugere que a representação e manipulação das impedâncias de linha devem ser feitas por abordagem matricial, expressa por meio da matriz de impedância em série e da matriz de admitância capacitiva nodal, sendo que pode ser especificada diretamente ou por meio da definição dos dados do componente simétrico.

Fato relevante deve ser considerado, que quando há uma quantidade significativa de linhas no sistema tendo características similares de “LineCod” entre si, é conveniente a utilização de códigos de linhas para reduzir a complexidade com centenas de objetos “line”. O detalhamento da matriz de impedâncias pode ser aprofundado em (Sexauer, 2016).

Em (Sexauer, 2016), os parâmetros do “LineCod” são caracterizados e representados abaixo:

```
New LineCod.Nome nphases = Número_de_fases basefreq = frequência(Hz)
~normamp = Corrente_de_condução units = unidade
~R1 = Resistência_de_sequência+
~X1 = Reatância_de_sequência+
```

Outro parâmetro importante para a representação da linha é o comando “linegeometry” que segundo (Andrade et al., 2020) consiste na definição e detalhamento das informações técnicas dos cabos existentes na rede, como características geométricas, resistências (ôhmica em km) e ampacidade do cabo.

```
New Linegeometry.HC2_336_lineut_0Mess nconds=4 nphases=3
~ cond=1 Wire=acsr336 x=-1.2909 h=13.716 units=m
~ cond=2 Wire=acsr336 x=-0.502 h=13.716 !units=m
~ cond=3 Wire=acsr336 x=0.5737 h=13.716 !units=m
~ cond=4 Wire= ACSR1/0 x=0 h=14.648 ! units=m ! neutral
```

Note que nos parâmetros destacados acima, extraído de (Sexauer, 2016), considera o posicionamento do poste a origem do eixo (X,H), sendo X a distância dos condutores para o poste e H a altura que os condutores estão referentes ao solo, além disso, o tipo do condutor, quantidade de fases e condutores (Andrade et al., 2020).

### 3.2.1.3. Elemento load e loadshape

A representação de cargas, que neste caso trata-se de um consumidor de energia, podem ser realizada baseada em medições diretas na carga ou considerando a abordagem conforme componentes que compõem a carga (Ranade et al., 2001), sendo que cada método exige informações específicas e possuem suas vantagens e desvantagens a serem consideradas.

No caso do OpenDss as cargas são representadas pelo elemento “load” e existem 8 modelos disponíveis (Silva, 2021). A representação dos parâmetros do objeto “load” é descrito abaixo, por (Silva, 2021):

<b>New Load.</b> Nome	<b>bus1</b> =Barra	<b>phases</b> =número_de_fases	<b>model</b> =modelo_de_carga
<b>~kV</b> =tensão_nominal	<b>kW</b> =Potência_Ativa	<b>kvar</b> =Potência_reativa	<b>conn</b> =conexão

Basicamente o elemento é definido por uma potência ativa (kW) e um fator de potência (FP) ou pelas potências ativa e reativa (kVAr). Oportunamente, essa carga pode ser descrita em formato anual, diária ou conforme o ciclo de trabalho. Além disso, primitivamente as cargas são equilibradas para o número de fases, caso contrário, devem ser inseridas como monofásicas separadamente (Sexauer, 2016).

A fim de definir o perfil da curva de carga, o OpenDss utiliza o objeto “loadshape” que é fundamental para modelar cargas variáveis ao longo do tempo (Andrade et al., 2020), sendo essencial para análises dinâmicas que levam em consideração as variações temporais na demanda de energia. Sua capacidade de representar perfis de carga complexos e dinâmicos o torna uma ferramenta valiosa para simulações que buscam capturar variações de carga ao longo do tempo (Silva, 2021).

Para o desenvolvimento de trabalhos que demandam análises temporais, como é o caso desse estudo, que avalia o comportamento no tempo, a utilização do “loadshape” permite ao usuário especificar as características temporais da carga, incluindo variações diárias, sazonais ou mesmo eventos específicos.

Entretanto, para promover essa representação temporal a discretização horária é realizada através de um multiplicador, conforme sinaliza (Sexauer, 2016). Ou seja, ao definir os parâmetros de potência ativa (kW) ou fator de potência (FP) e potência reativa (Kvar), o fator multiplicador que varia de 0 a 1 são aplicados ao valor base kW da carga representar a variação da carga durante algum período de tempo. A representação da matriz de curva de carga pode ser representada diretamente na linha de código do objeto, ou podem ser armazenados em arquivos, nos formatos abaixo definido por (Sexauer, 2016):

```
PMult=[file=myfile.txt]
Mult=[dblfile=myfile.dbl]
PMult=[sngfile=myfile.sng]
!for multicolumn CSV files
mult = (file=MyCSVFile.CSV, col=3, header=yes)
```

Em (Andrade et al., 2020), por exemplo, foram definidos 3 elementos loadshape com suas respectivas curvas de cargas, conforme pode ser observado analisando os parâmetros do código abaixo:

```
new loadshape.curvabenedito1 npts=144 minterval=10
~ mult=(file=Pbeneditonunes.csv, column=1, header=no)
~ Qmult=(file=Qbeneditonunes.csv, column=1, header=no)

new loadshape.curvabenedito2 npts=144 minterval=10
~ mult=(file=Pbeneditonunes.csv, column=2, header=no)
~ Qmult=(file=Qbeneditonunes.csv, column=2, header=no)

new loadshape.curvabenedito3 npts=144 minterval=10
~ mult=(file=Pbeneditonunes.csv, column=3, header=no)
~ Qmult=(file=Qbeneditonunes.csv, column=3, header=no)
```

Note que nesse caso o autor optou por definir uma curva de carga com 144 pontos em um intervalo de 10 minutos, tendo a matriz de discretização temporal registrada em um arquivo externo.

#### 3.2.1.4. Elemento Regulador e Capacitor

O regulador e capacitor são outros dois sistemas amplamente utilizados em SEP, fundamentais para o controle e regulação de tensão, bem como correção do fator de potência, outra aplicação dos capacitores. Considerando essa fundamental aplicação em sistemas

elétricos, no OpenDss o regulador é considerado um equipamento elétrico de controle e modelado como um elemento de controle “RegControl” e o capacitor como sendo um elemento ETE “Capacitor”, ambos elementos possuem seus parâmetros descritos abaixo por (Silva, 2021):

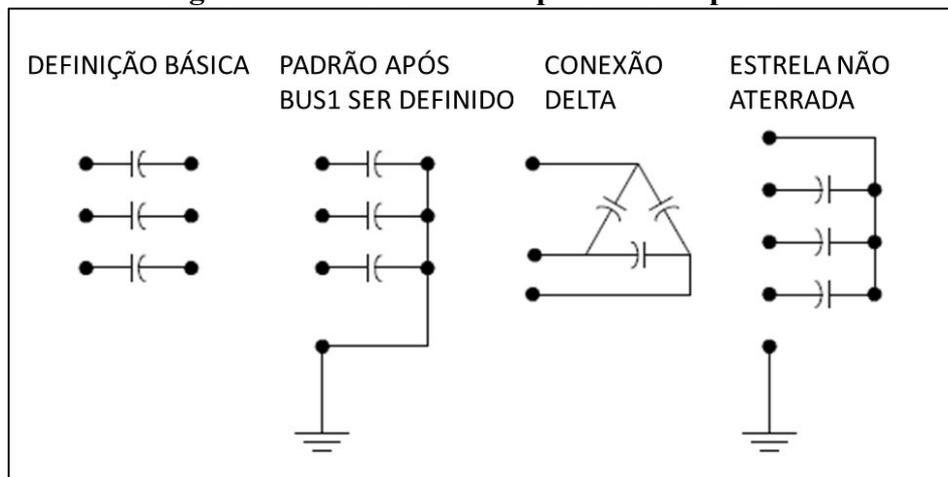
**New RegControl.**Nome **Transformer**=Transformador **winding**=número\_de\_enrolamentos  
 $\sim$ **vreg**=tensão\_a\_ser\_regulada **ptratio**=relação\_do\_transformador\_de\_potencial

**New Capacitor.**Nome **bus1**=Barra1 **bus2**=Barra2.4.4.4 **kVar**=Potência\_Reativa  
 $\sim$ **kV**=Tensão\_Nominal **phases**=número\_de\_fases

O objeto “RegControl”, segundo (Sexauer, 2016), trata-se de um elemento que é utilizado para simular um controle *Load Tap Changer* (LTC) ou regulador de tensão, tendo seus terminais conectados no enrolamento do transformador, permitindo ainda, promover a compensação de queda de linha definindo propriedades como R, X, CTprim e ptratio, que podem ser aprofundadas em (Silva, 2021).

O elemento “Capacitor” diferente do “RegControl”, necessita também de um objeto “CapControl”, no qual esse controlador monitora as características de tensão e corrente de elementos ETE e ECE e ao identificar alterações nesses parâmetros promove a comutação do capacitor, que é modelado com dois terminais tendo o segundo barramento conectado dentre as opções da Figura 3.5.

**Figura 3.5– Conexões do capacitor no OpenDss**



Fonte: Silva, 2021

Caso a conexão do terminal secundário não seja definida, o OpenDss reconhece o padrão de um banco de capacitor como sendo uma derivação estrela aterrado, como definido em (Silva, 2021), onde também pode ser observado, com maiores detalhes, as propriedades do “CapControl”.

### **3.3. Descrição dos procedimentos metodológicos**

Este estudo segue um procedimento metodológico estruturado para investigar os impactos da integração de Geração Distribuída (GD), com ênfase na fonte solar, na rede de distribuição elétrica, sob a perspectiva do consumidor.

Imagine que você está pesquisando sobre a integração de energia solar na rede elétrica e quer entender como isso afeta os consumidores. Para isso, é necessário seguir um método específico. Primeiro, estabelecemos os objetivos da pesquisa e definimos o escopo do estudo, identificando os parâmetros que serão analisados.

Depois, coletamos dados relevantes sobre a rede elétrica, como informações sobre os sistemas de distribuição, a estrutura da rede, a demanda de energia e a localização geográfica. Com base nesses dados, criamos um modelo da rede elétrica usando um software especializado, como o OpenDSS, que nos permite simular o cenário de estudo de forma precisa.

Em seguida, integramos a energia solar ao modelo da rede de distribuição, buscando alocar a capacidade de geração distribuída de forma eficiente em pontos estratégicos da rede. Levamos em consideração as restrições operacionais do sistema, como limites de tensão e capacidade de condução de corrente.

Para cada ponto de integração da energia solar, realizamos uma modelagem detalhada do sistema fotovoltaico (PV), considerando características como a especificação dos painéis solares, sua orientação, inclinação e a eficiência dos inversores. Esses detalhes são importantes para garantir que o sistema PV seja representado de forma precisa e que seu impacto na rede elétrica seja corretamente avaliado.

Após a modelagem, realizamos simulações computacionais para avaliar o desempenho do sistema com a integração da energia solar. Analisamos o fluxo de potência, os níveis de tensão, as perdas elétricas e outros parâmetros relevantes para identificar os efeitos da energia solar na operação da rede.

Por fim, focamos nos impactos da integração da energia solar na rede elétrica, especialmente em relação aos consumidores conectados à rede. Avaliamos desequilíbrios de tensão, alterações nos fluxos de potência e a qualidade do fornecimento de energia para entender melhor as implicações da energia solar na experiência do consumidor.

Durante todo o processo de integração da energia solar na rede elétrica, levamos em consideração a alocação equilibrada da capacidade de geração em todas as fases do sistema. Consideramos as características específicas de cada fase da rede e as restrições operacionais do sistema para garantir uma distribuição eficiente da energia solar.

### 3.4. Modelagem da GD Solar

O recurso energético distribuído fotovoltaico é modelado conforme (P. R. Radatz, 2015). Este modelo combina 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 distribuídos (P. Radatz et al., 2020).

A potência do recurso energético distribuído é calculada conforme Eq. (1.5).

$$P_{redfv} = P_{cc} \times \eta_{redf} \quad (1.5)$$

Em que  $P_{cc}$  é a potência de saída do painel fotovoltaico e  $\eta_{inversor}$  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 3.6.

Pode-se observar que a curva apresentada na Figura 3.6 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.

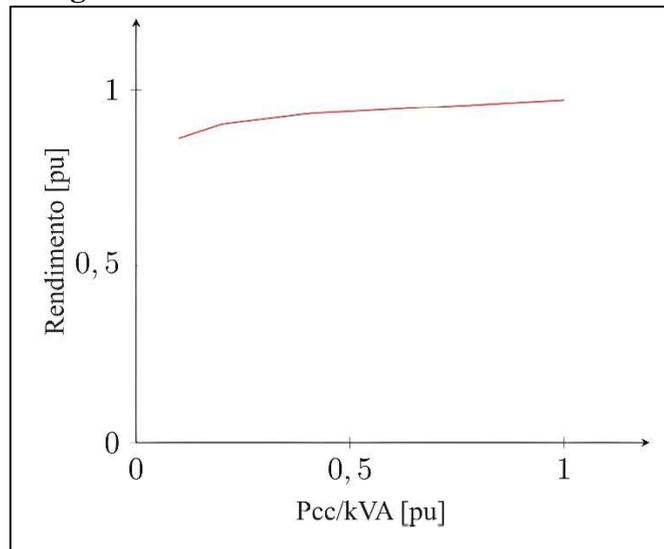
Já a potência de saída do painel pode ser calculada conforme Eq. (1.6).

$$P_{cc} = P_{mpp} \cdot Irrad \cdot FC(temp) \quad (1.6)$$

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

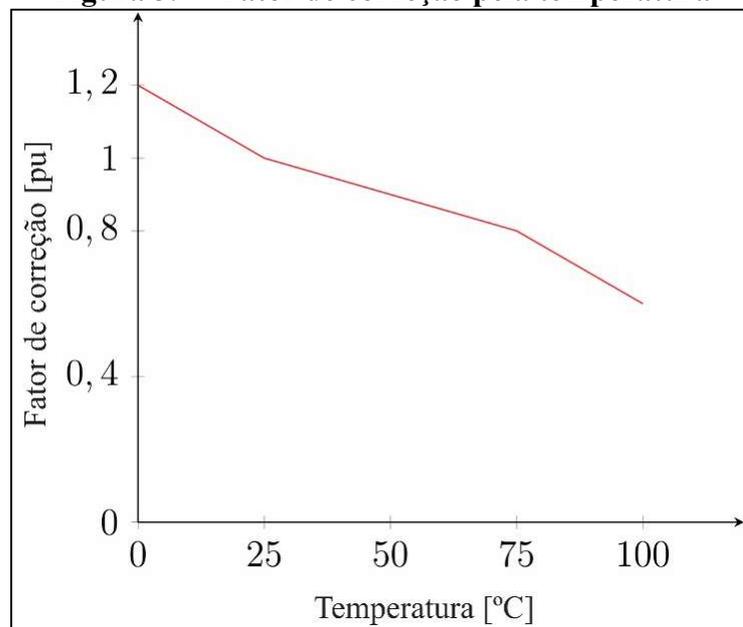
temperatura  $temp$  no painel. O fator de correção  $FC$  segue a curva apresentada na Figura 3.7. Para este trabalho foi utilizada uma temperatura ( $temp$ ) igual a 25°.

**Figura 3.6 - Curva de eficiência do inversor**



Fonte: Adaptado de P. Radatz et al., 2020.

**Figura 3.7 - Fator de correção pela temperatura**



Fonte: Adaptado de P. Radatz et al., 2020.

No OpenDss o sistema fotovoltaico será modelado utilizando o recurso do *PVSystem*, apresentado na Figura 3.8, combinando o gerador fotovoltaico e o inversor de frequência

(Carneiro, 2019). Os parâmetros necessários para a modelagem do *PVSystem* são descritas abaixo (Silva, 2021):

```
New PVSystem.Nome phases=número_de_fases bus1=Barra kV=Tensão_Nominal
~kVA=Potência irrads=irradiância Pmpp=54 temperature=temperatura %cutin=0.1
~%cutout=0.1 effcurve=Curva_1 P-TCurve=Curva_2 Daily=Curva_3 TDaily=Curva_4
```

**Figura 3.8 – Parâmetros do PVSystem utilizados**

```
%% Criando uma nova PV
%P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature
%This one is for a Pmpp stated at 25 deg
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
%efficiency curve is per unit eff vs per unit power
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
%per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0]
%24-hr temp shape curve
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
New PVSystem.PV phases=3 bus1=671 kV=4.16 kVA=110 irrads=98 Pmpp=100 temperature=25 PF=1
~~%cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF
```

Fonte: Elaborado pelo autor

(Magalhães et al., 2021) apresenta as curvas de irradiação e temperatura diária, o fator de correção de PMP e a curva de eficiência do inversor. Esses elementos são fundamentais para definir a potência de saída do sistema (Silva, 2021), considerando esse aspecto, na Figura 3.8 são apresentados os dados do sistema fotovoltaico projetado para as análises que foram desenvolvidas pelo estudo.

Na modelagem do sistema fotovoltaico, utilizando o *PVSystem*, são adotadas curvas de irradiação, temperatura e eficiência do sistema para configurar a potência de saída do sistema. Para a definição da potência de saída do sistema eólico, a parametrização da curva de potência depende da utilização da função *Loadshape*, já citada no item 3.2.1.3, sendo importada de um arquivo externo (Carneiro, 2019).

### 3.5. Restrições técnicas da rede de distribuição

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 será admitido algumas violações.

A primeira restrição, Eq. (1.7), diz respeito aos limites de tensão nos barramentos.

$$V_k \leq V_k^{m\acute{a}x} = 1,05 \quad (1.7)$$

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 de 1,05 pu, Tabela 4. A escolha do valor se dá como forma de adequar a operação do sistema ao módulo 8 do PRODIST (de Distribuição, 2010).

(Souza, 2019) destaca que os problemas de otimização e controle de tensão vão além das restrições do limite de tensão, mas também do balanço de potência do sistema, que é descrito nas Eq. 1.8 a 2.1.

$$P_k^g - P_k^C + P_k^{Calc} = 0 \quad (1.8)$$

$$Q_k^g - Q_k^C + Q_k^{Calc} = 0 \quad (1.9)$$

$$P_k^{Calc} = V_k \sum_{m \in \Omega} V_m [G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \sin(\theta_{km})] \quad (2.0)$$

$$Q_k^{Calc} = V_k \sum_{m \in \Omega} V_m [G_{km} \cdot \sin(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})] \quad (2.1)$$

tendo,

$P_k^g$ ,  $P_k^C$  e  $P_k^{Calc}$  a potência ativa gerada, consumida na carga e calculada;

$V_k$  a tensão na barra k;

$\Omega$  é o conjunto de barras adjacentes à barra k;

$\theta_{km}$  representa a diferença de ângulo entre a tensão nas barras k e m;

$G_{km}$  e  $B_{km}$  são respectivamente a parte real e imaginária da matriz de admitância nodal do sistema

**Tabela 4: Limites de variação da tensão de regime permanente**

Tensão de Suprimento	Normal	Precária	Crítico
Média Tensão (1 kV > V <sub>n</sub> > 69 kV)	0,93 p.u. ≤ V ≤ 1,05 p.u.	0,90 p.u. ≤ V ≤ 0,93 p.u.	V < 0,90 p.u. Ou V > 1,05 p.u.
Baixa Tensão - I (V <sub>n</sub> = 380/220 V)	0,92 p.u. ≤ V ≤ 1,05 p.u.	0,87 p.u. ≤ V ≤ 0,92 p.u. Ou 1,05 p.u. ≤ V ≤ 1,06 p.u.	V < 0,87 p.u. Ou V > 1,06 p.u.
Baixa Tensão - II (V <sub>n</sub> = 220/127 V)	0,92 p.u. ≤ V ≤ 1,05 p.u.	0,87 p.u. ≤ V ≤ 0,92 p.u. Ou 1,05 p.u. ≤ V ≤ 1,06 p.u.	V < 0,87 p.u. Ou V > 1,06 p.u.

Fonte: Souza, 2019

Ademais é importante garantir que em nenhum momento o incremento do  $P_{mpp}$ , como forma de avaliar o impacto da hospedagem de recursos energéticos, cause uma reversão no fluxo de potência na subestação. Esta restrição é bastante comum em problemas que buscam identificar a máxima capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição (Ismael et al., 2019). Desta forma, a todo momento, a Eq. (2.2) deverá ser respeitada.

$$Fluxo_{SE} \geq 0 \quad (2.2)$$

Em que  $Fluxo_{SE}$  representa o fluxo de potência ativa no sentido da subestação para o sistema de distribuição. A definição do fluxo de potência na subestação está diretamente associado ao balanço energético do sistema, uma vez que incorpora a potência demandada pela carga e a potência injetada pela Geração Distribuída (GD).

A reversão no fluxo de potência na subestação pode ocorrer quando a potência injetada pela GD supera a demanda da carga no sistema de distribuição. Este fenômeno pode ser influenciado por vários fatores, incluindo a variabilidade da geração da GD, mudanças na demanda da carga e condições operacionais da rede (Ding e Mather, 2016).

Com efeito, a definição da Máxima Capacidade de Hospedagem (MCH) é altamente dependente da perspectiva da análise adotada. Este indicador está intrinsecamente associado aos parâmetros que fundamentam sua concepção, refletindo a natureza multifacetada da análise em sistemas elétricos com GDs. Portanto, definir a MCH pode variar conforme o parâmetro que está sendo utilizado.

Outros fatores importantes, e que devem ser levados em consideração, referem-se a condição das perdas técnicas do alimentador e o fator de desequilíbrio da tensão. As perdas são inerentes aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, devido a fatores físicos e resistência dos materiais. Técnicas que proporcionam uma melhor gestão do sistema elétrico promovem uma redução das perdas do sistema (Vergilio, 2016), dentre elas a utilização de GDs na rede.

Para a determinação do fator de desequilíbrio em (Von e Banerjee, 2001), são apresentados dois métodos comumente empregados para definir esse parâmetro, o autor utiliza o método NEMA que possui algumas particularidades, pois o fator angular não é levado em consideração e não é refletido no desequilíbrio. Entretanto, neste trabalho é utilizado o método das componentes simétricas que é adotado pela ANEEL para analisar o perfil de desequilíbrio do SEB, tendo limite de 2% em 95% das medidas (de Distribuição,

2010). Neste, Eq. (2.3), são adotadas as componentes de tensão de sequência positiva ( $V_1$ ) e negativa ( $V_2$ ) das tensões trifásicas, que podem ser obtidos usando componentes simétricos.

$$FD (\%) = \frac{V_2}{V_1} \quad (2.3)$$

No contexto da GD, é interessante explorar como a inserção de fontes de energia distribuída pode influenciar o desequilíbrio de tensão em sistemas de distribuição. Isso poderia incluir a análise de casos em que a geração distribuída introduz desequilíbrios, e estratégias para mitigar esses efeitos.

### 3.6.Considerações finais

Neste capítulo foram abordados os métodos de soluções adotadas, baseada em um processo iterativo de ponto fixo proporcionando a obtenção do estado da rede. A matriz de impedância nodal no OpenDSS desempenhou um papel fundamental na modelagem e análise das redes elétricas, estabelecendo as relações matemáticas entre correntes injetadas e tensões nodais.

Destacamos a capacidade modular do OpenDSS, permitindo a construção e análise eficiente de alimentadores individuais ou da rede completa. Essa abordagem não apenas otimiza a eficiência na modelagem, mas também facilita uma análise mais direcionada dos elementos específicos da rede elétrica.

Durante a modelagem do problema, é crucial incorporar restrições técnicas para garantir a coerente operação da rede elétrica diante da inserção de geradores distribuídos. Além das restrições de tensão, problemas de otimização e controle de tensão demandam considerações sobre o balanço de potência no sistema. Outra restrição importante visa evitar reversões no fluxo de potência na subestação, que no tocante da Geração Distribuída, é relevante explorar como a inserção dessas fontes de energia pode influenciar os aspectos de consumo dos acessantes a rede de energia (consumidores).

Conclui-se que a utilização do OpenDSS, aliado à integração com o Matlab, bem como a utilização de restrições adequadas, oferece uma abordagem abrangente e eficaz na modelagem e análise de sistemas elétricos para compreender o comportamento e impactos nos consumidores, especialmente quando consideramos a inserção de elementos de Geração Distribuída.

## **4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS**

### **4.1. Considerações iniciais**

Este capítulo tem como objetivo conduzir as análises para identificar os impactos da implantação de recursos energéticos distribuídos nos sistemas de 13 e 8500 barramentos do IEEE. Para mais detalhes sobre esses sistemas, incluindo diagramas, consulte (Schneider et al., 2017) e (Schneider et al., 2010).

Na ocasião, alguns cenários foram analisados de modo a apresentar os resultados alcançados, especialmente quando se trata de abordagens relacionadas a Recursos Energéticos Distribuídos. O objetivo é explorar os diversos cenários, e obter uma compreensão dos potenciais impactos e identificar oportunidades operacionais que permitam a compreensão desses impactos no ponto de vista do consumidor de energia.

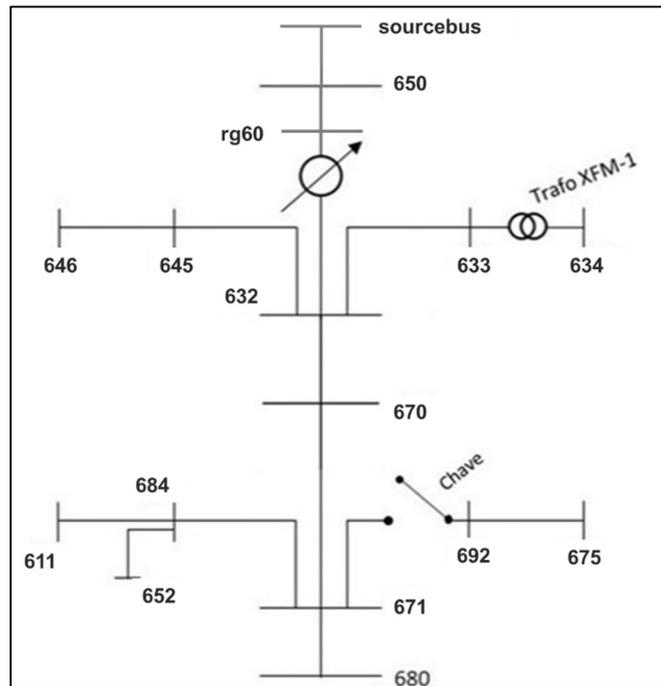
Para este estudo, em específico, o autor garantiu que os cenários pudessem envolver variações na capacidade de produção da Solar Fotovoltaica, distribuição geográfica das unidades de geração, tipos de cargas conectadas e a presença de dispositivos de controle.

### **4.2. SISTEMAS ANALISADOS**

Os impactos da inserção de recursos energéticos distribuídos, foram avaliados utilizando o sistema teste de 13 barramentos do IEEE, bem como o de 8500 barramentos, por ser uma rede consideravelmente complexa, representando um desafio significativo para análises de sistemas elétricos e permitindo uma análise comparativa dos resultados frente as complexidades de cada sistema.

O sistema IEEE 13 barramentos, Figura 4.1, é amplamente conhecido por suas características relevantes na análise de sistemas de distribuição, apesar de seu tamanho relativamente pequeno (Magalhães et al., 2021). Conforme (Schneider et al., 2017), a rede teste é composta por ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, linhas aéreas e subterrâneas, um regulador de tensão na subestação, bancos de capacitores shunt, transformadores trifásicos e cargas desequilibradas, o que reforça as características desejáveis para análises dos impactos da inserção de GDs na rede elétrica.

**Figura 4.1 – Rede teste IEEE 13 barramentos**



Fonte: Elaborado pelo autor

Em resumo a Tabela 5 destaca as principais características desse sistema, considerando sua operação em estado inicial, e conforme citado por (Magalhães et al., 2021), o sistema é composto por consumidores industriais (barras 671 e 692) e residenciais (demais barras).

**Tabela 5: Principais características construtivas do sistema IEEE 13 barras**

Ramal	Tensão Linha (kV)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)	Perdas (kW)
680-671	4,16 kV	-	-0,004 kVAr	-
671-670	4,16 kV	2261,311	718,398	20,766
670-632	4,16 kV	2470,312	870,303	11,880
632-633	4,16 kV	394,714	293,098	0,859
633-634	4,16 kV	393,855	291,998	5,791
632-rg60	4,16 kV	3308,202	1595,930	57,011
rg60-650	4,16 kV	1205,436	589,123	0,108
650-sourcebus	4,16 kV	3308,502	1596,431	0,027
680-671	4,16 kV	-	-0,004	-
652-684	4,16 kV	109,143	73,058	0,711
611-684	4,16 kV	148,943	-12,947	0,351
684-671	4,16 kV	258,610	60,536	0,524
675-692	4,16 kV	793,716	-101,968	4,009
692-671	4,16 kV	842,738	-58,424	-
645-632	4,16 kV	386,165	249,99	2,752
646-645	4,16 kV	213,424	122,593	0,479

Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme observado na tabela acima, o sistema não apresenta nenhuma condição operacional que o torne inicialmente prejudicial no contexto da operação técnica do SEP, porém, no ramo central (rg60 – 671) é notório um maior fluxo de potência nesses ramais do sistema. Essa condição, pode ser também evidenciada na Figura 4.2, topologia do alimentador, haja vista, que o sombreamento do ramo central encontra-se mais evidente e espesso.

(Silva, 2021) destaca ainda a existência de outros elementos fundamentais para a operação da rede, estes sendo o banco de capacitor shunt, regulador de tensão, transformador, e a chave seccionadora, conforme as Tabelas 6 a 9.

**Tabela 6: Transformador**

Barra 1	Barra 2	kV1	kV2	kVA	XHL
SE	650	115	4,16	5000	0,08
633	634	4,16	0,38	500	0,02

Fonte: (Silva, 2021)

**Tabela 7: Capacitores**

Barra	Fases	kVAr	kV
675	ABC	600	4,16
611	C	100	2,4

Fonte: (Silva, 2021)

**Tabela 8: Chave Seccionadora**

Barra 1	Barra 2	Estado
671	692	Fechada

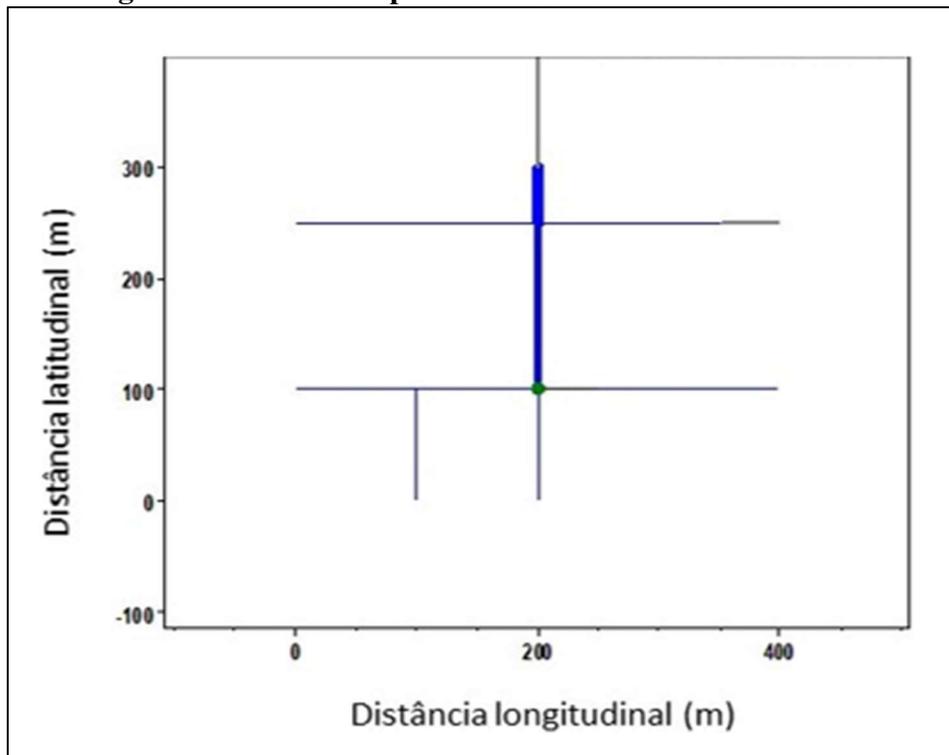
Fonte: (Silva, 2021)

**Tabela 9: Regulador de tensão**

Barra	Fases	band	Vreg	ptratio
650	ABC	2	122	20

Fonte: (Silva, 2021)

**Figura 4.2 – Fluxo de potência nos ramais do alimentador**



Fonte: Elaborado pelo autor

É importante destacar, que o IEEE 13 barramentos foi planejado com o intuito de modelar fluxos de potência em sistemas altamente desequilibrados, e representa uma limitação para sistemas distribuídos de tempo real (Kersting, 2021). Caracterizando essa convergência para sistemas desequilibrados, (Schneider et al, 2017) e (Kersting, 2010) faz uso do sistema como um desafio analítico de suas abordagens.

Oportunamente na Tabela 10 (Kersting, 2001) discretiza as características das cargas no sistema teste, como sendo cargas pontuais e carga distribuída (barra 632-671). O autor ainda cita que todas as cargas podem ser modeladas como kW e kVAr constantes (PQ), impedância constante (Z) ou corrente constante (I).

**Tabela 10: Cargas pontuais e distribuídas**

Barra A	Barra B	Modelo	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
634	-	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	-	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	-	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	-	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	-	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	-	Y-PQ	485	190	68	60	290	212

Barra A	Barra B	Modelo	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
692	-	D-I	0	0	0	0	170	151
611	-	D-I	0	0	0	0	170	80
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: Kersting, 2001

Tendo que os códigos dos modelos de cargas citados na Tabela 10 são listados abaixo:

- (i) Y-PQ: Carga constante kW e kVAr, conectada em estrela;
- (ii) Y-I: Carga corrente constante, conectada em estrela;
- (iii) Y-Z: Carga impedância constante, conectada em estrela;
- (iv) D-PQ: Carga constante kW e kVAr, conectada em triângulo;
- (v) D-I: Carga corrente constante, conectada em triângulo;
- (vi) D-Z: Carga impedância constante, conectada em triângulo;

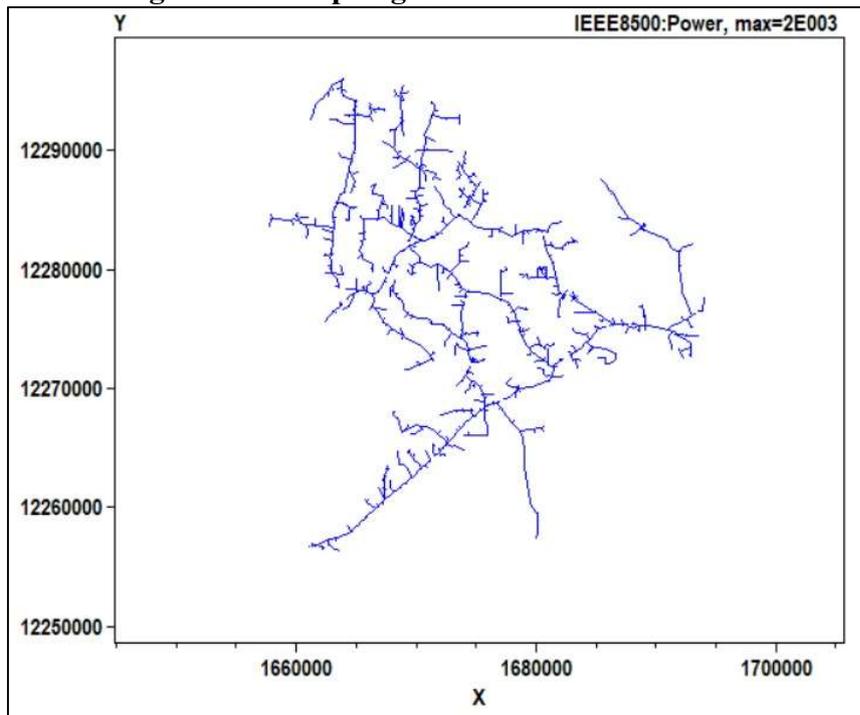
Demais detalhes referente à operação e característica do sistema teste 13 barras do IEEE, podem ser aprofundados em (Kersting, 1991) e (Huchel e Zeineldin, 2015).

Conforme mencionado inicialmente, além do sistema de 13 barramentos do IEEE, foi utilizado também o sistema de 8500 barramentos que possui características construtivas e técnicas que o difere do anterior mencionado. Representa um sistema radial desequilibrado com um grande número de segmentos de linha (Dugan e Arritt, 2010), sendo considerado um sistema similar ao implementado em redes de distribuição real, por também incluir segmentações secundárias (Schneider et al., 2017).

O sistema de 8500 barramentos é amplamente difundido e utilizado em referências bibliográficas, como é o caso de (Gama et al., 2022) e (Vergilio, 2016), no qual analisam respectivamente o impacto da GD fotovoltaica em redes de média e baixa tensão, avaliando os possíveis impactos causados por reguladores de tensão, e o desenvolvimento de uma metodologia para alocação ótima de capacitores para gestão de energia reativa.

A topologia desse sistema pode ser visualizada, na Figura 4.3. (Pinto, 2015) considera a rede como sendo um excelente sistema para testes de algoritmo de minimização de perdas, visto que no carregamento de pico a rede apresenta aproximadamente 10% de perdas elétricas.

**Figura 4.3 – Topologia da rede IEEE 8500 nos**



Fonte: Elaborado pelo autor

A presença de dispositivos de controle na rede IEEE 8500 barras é crucial para garantir a estabilidade e o correto funcionamento do sistema elétrico. Os reguladores monofásicos e bancos de capacitores desempenham papéis específicos no controle da tensão e curva de carga do alimentador, (Pinto, 2015), conforme destacado na Tabela 11.

**Tabela 11: Cargas pontuais e distribuídas**

<b>Variáveis de Controle (Ação)</b>	<b>V<sub>min</sub></b>	<b>V<sub>max</sub></b>	<b>Passo</b>
tap (por fase)	0,90 p.u.	1,10 p.u.	0,00625 p.u.
Capacitor 1 (por fase)	0 kvar	300 kvar	300 kvar
Capacitor 2 (por fase)	0 kvar	400 kvar	400 kvar
Capacitor 3 (trifásico)	0 kvar	900 kvar	900 kvar

Fonte: Adaptado de Pinto, 2015

(Dugan e Artritt, 2010) considera que o alimentador inclui muitos elementos similares aos sistemas modernos da América do Norte, além disso, o autor ainda considera que esse sistema é interessante para estudos envolvendo (i) Automações de distribuição, incluindo simulação de controle de tensão e var; e (ii) Simulação anual do formato de carga para avaliar opções de eficiência energética, geração renovável, como é o caso das análises desenvolvidas

nesse estudo, e impactos de veículos elétricos. Os detalhes completos deste alimentador podem ser encontrados em (Dugan e Arritt, 2010).

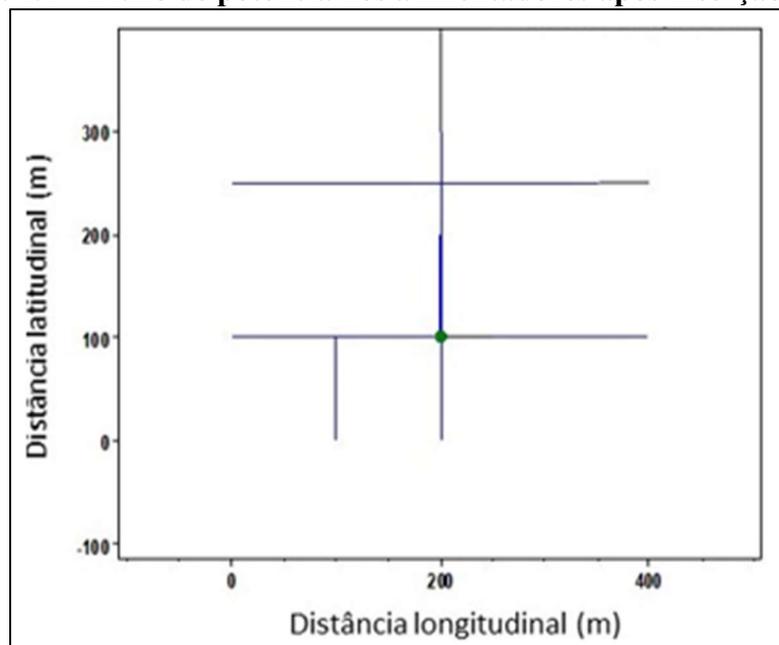
### 4.3. Estudo de caso 1 – GD Solar: Análise de impactos na regulação de tensão e fluxo de potência

No intuito de se criar um parâmetro de comparação, o sistema IEEE 13 barramentos foi simulado em seu caso base, ou seja, sem a instalação de GDs no sistema. A distribuição original dos fluxos de potência na rede é apresentada na Figura 4.2. A espessura das linhas indica o módulo da potência aparente no respectivo ramal. Conforme esperado, os fluxos de potência nos ramais principais são superiores e diminuem progressivamente em direção aos ramais mais afastados.

Para a realização da análise, foi efetuada a instalação de uma unidade fotovoltaica trifásica com  $P_{mpp}$  de 100 kW no barramento 671 da rede elétrica do sistema de 13 barramentos do IEEE. Em seguida, foram realizados incrementos na potência elevando-se o  $P_{mpp}$  até que se atingisse uma das restrições técnicas consideradas na seção 3.4.

Os resultados obtidos foram analisados e a nova distribuição dos fluxos de potência é apresentada na Figura 4.4. Foi constatado que a maior inserção de GD possível para o barramento, sem que ocorresse reversão de fluxo na subestação (Eq. 2.2), foi de 3,54 MW, definindo-se assim a máxima hospedagem.

**Figura 4.4 – Fluxo de potência nos alimentadores após inserção da GD**



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 12 são apresentados os fluxos de potência ativa nos principais ramais, bem como as perdas técnicas para a condição simulada, todas as grandezas estão em kW.

**Tabela 12: Perdas e fluxo de potência ativa nos principais ramais – GD Solar**

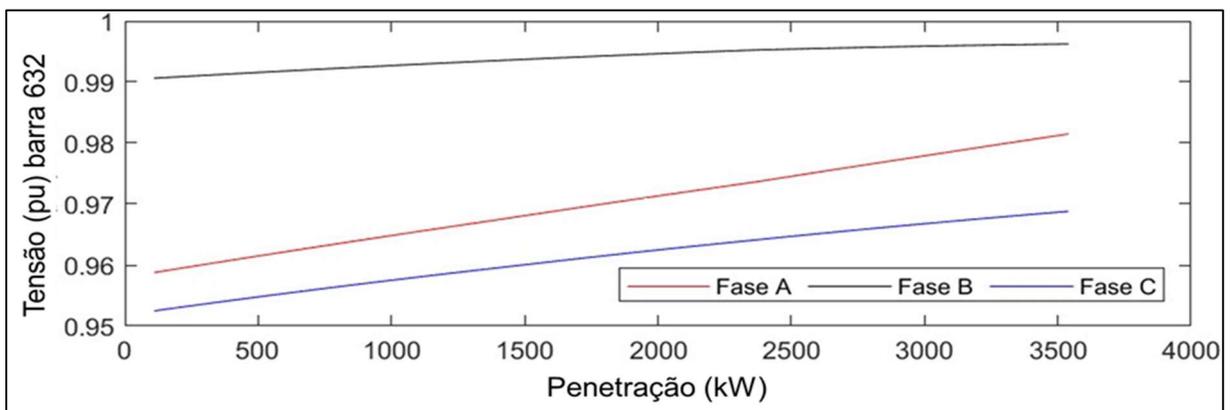
Ramal	Caso base		Com GD	
	Fluxo	Perdas	Fluxo	Perdas
670-671	2261,31	20,76	-1016,31	7,8
632-670	2470,31	11,88	-812,83	3,49
650-632	3308,20	57,01	-5,92	9,75

Fonte: Elaborado pelo autor

A observação da Tabela 12 revela uma clara mudança na distribuição dos fluxos na rede ao final da análise. Outra característica que ficou evidente foi a inversão de fluxo em alguns dos ramais de distribuição. O incremento de potência da GD foi interrompido quando ocorreria reversão de fluxo na subestação. É importante salientar que o fluxo reverso no ramal Rg60-632 foi para o atendimento das perdas técnicas no referido ramal, no valor de 9,75 kW.

A Figura 4.5 apresenta o comportamento da tensão no barramento 632, esse barramento foi considerado ao longo da análise como o ponto de conexão de um consumidor, a medida em que foram realizados os incrementos de potência. É importante observar o incremento no valor da tensão nas três fases do barramento, uma vez que a unidade de geração é trifásica. Ademais, ainda que o incremento de potência na unidade de geração tenha sido relevante, em nenhum momento a tensão ultrapassou o limite estipulado para essa grandeza, 1,05 por unidade.

**Figura 4.5– Tensão no barramento 632 de acordo com o nível de penetração da Solar**



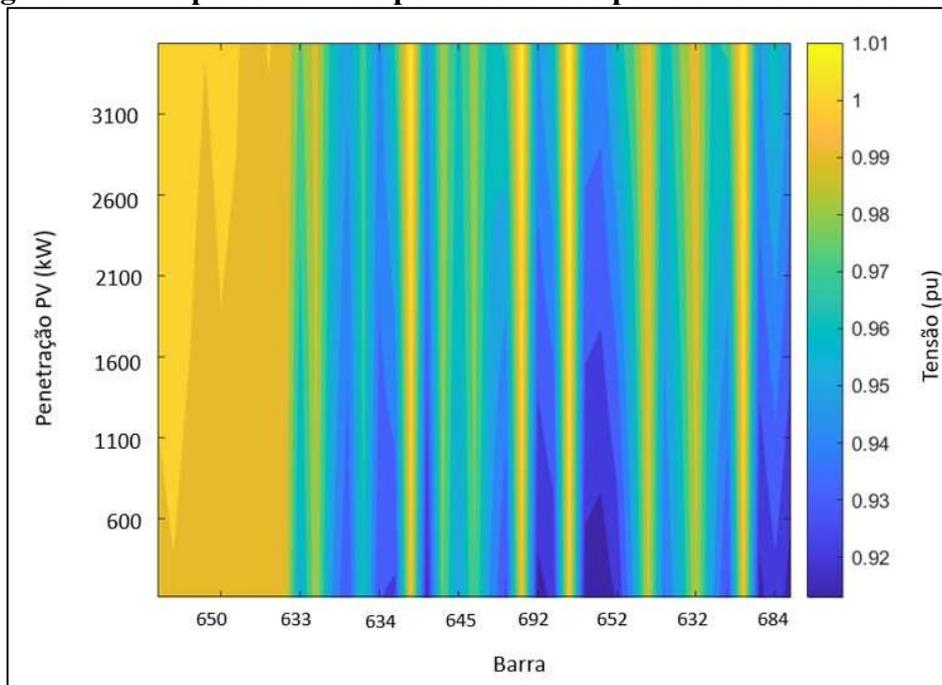
Fonte: Elaborado pelo autor

Além da análise dos consumidores conectados ao barramento 632, é válido estender a avaliação para os demais consumidores do sistema. A inserção de Geração Distribuída (GD) não apenas influencia diretamente os consumidores vinculados ao ponto de conexão em questão, como também pode reverberar por toda a rede elétrica. Diante disso, o autor apresenta na Figura 4.6 uma região gráfica representada por um mapa de calor, destacando a tensão em cada barramento em diferentes condições de penetração da GD.

Ao interpretar a Figura 4.6, deve ser considerado que no eixo das abscissas são representadas todas as barras do sistema, ao passo que no eixo das ordenadas as condições de penetração da GD. Tão logo, as escalas de cores representadas na figura ilustram o nível de tensão a cada condição diferente de alocação da GD solar.

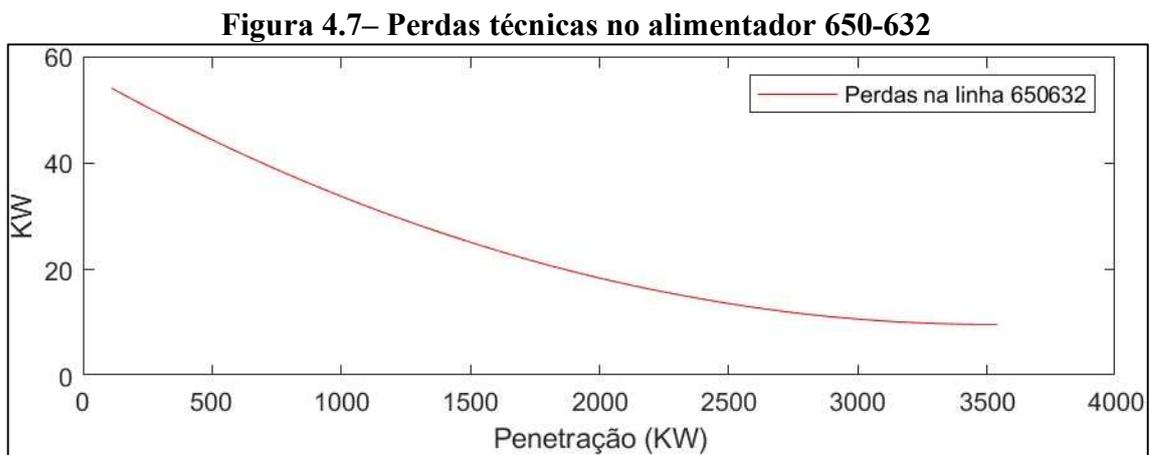
Se utilizarmos como exemplo o caso da barra 652, ao alocarmos o sistema solar no barramento 671 a tensão que inicialmente (caso base, sem GD) era de 0,92pu a medida que aumenta o nível da potência injetada pela PV, observa-se que a tensão na barra apresenta gradualmente uma melhora atingindo valores próximos a 0,97pu, o que indica um impacto positivo da integração do sistema solar, condição essa que não reflete a todos os barramentos do sistema.

**Figura 4.6 – Mapa de calor do perfil de tensão por barramento fonte solar**



Fonte: Elaborado pelo autor

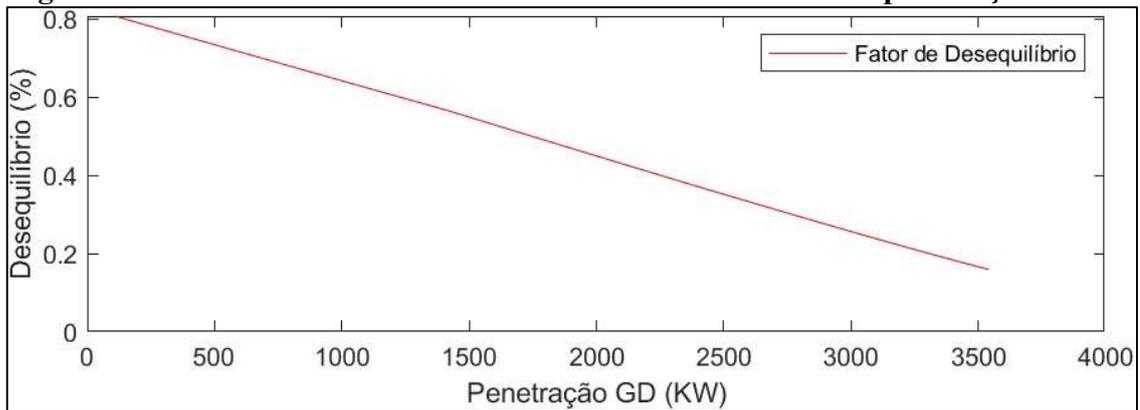
Já a Figura 4.7 ilustra o comportamento das perdas técnicas no ramal 650-632. Inicialmente ocorre um decréscimo no módulo das perdas a medida em que ocorre o incremento da potência gerada pela GD, uma vez que, parte cada vez maior da carga é atendida localmente, diminuindo o fluxo de potência no ramal que liga o barramento a subestação. A partir do momento em que ocorre a reversão no fluxo no ramal, as perdas voltam a apresentar um crescimento à medida que o módulo do fluxo reverso aumenta. Este comportamento reforça a característica não linear das perdas técnicas na rede elétrica.



Fonte: Elaborado pelo autor

Dentre os critérios adotados pela ANEEL, e considerando os indicadores de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) que devem ser garantidos aos consumidores, a determinação do Fator de Desequilíbrio (FD%) permite a compreensão do comportamento da diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase, e ou na defasagem elétrica de  $120^\circ$  entre as tensões de fase. A Eq 2.3 define o FD (%) e a Figura 4.8 ilustra a variação desse indicador conforme a inserção de potência da GD é elevada no sistema, até seu limite de hospedagem.

Note que neste caso, o aumento da penetração de GD no sistema foi benéfico para o sistema, mesmo que a priori não foi identificadas violações do limite de 2% no fator de desequilíbrio, conforme preconiza o PRODIST Módulo 8 da ANEEL. Dentre as justificativas para a redução do fator de desequilíbrio está a redução das tensões de sequência negativa do barramento, considerando o sistema sem e com GD, como mostra a Tabela 13 para a condição de máxima capacidade de hospedagem.

**Figura 4.8 – FD% no barramento 632 de acordo com o nível de penetração de GD**

Fonte: Elaborado pelo autor

Esta primeira análise permitiu conhecer a capacidade de hospedagem da rede. De posse desta informação, foi realizada a instalação de uma unidade de geração distribuída com potência de 3,54 MW em cada um dos barramentos da rede elétrica, de forma individualizada. Isso significa que a instalação ocorreu em cada barramento separadamente, primeiro em um e depois no outro, seguindo sucessivamente para os demais barramentos.

**Tabela 13: Análise das tensões de sequência positiva e negativa barra 632**

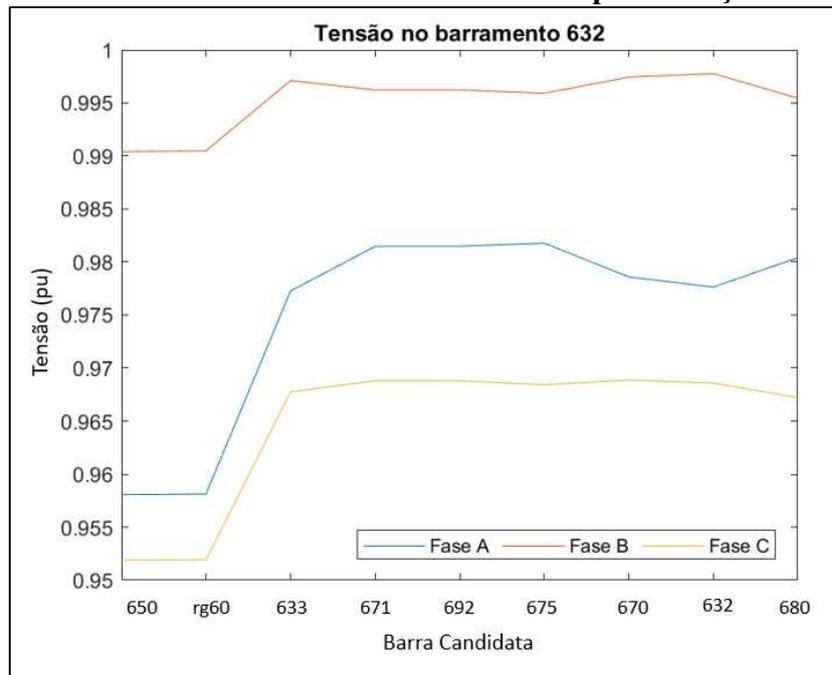
Ramal	Caso base				Com GD			
	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	%V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub>	%NEMA	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	%V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub>	%NEMA
632	2321,85	19,25	0,8291	0,8296	2358,9	3,7585	0,1593	0,1595

Fonte: Elaborado pelo autor

O barramento 632 foi escolhido como local de estudo. Este barramento atuará como um consumidor e terá sua tensão avaliada. O motivo da escolha se dá por conta de o barramento estar situado em uma posição central na rede elétrica. A Figura 4.9 apresenta o perfil de tensão no barramento 632 para a instalação de GDs em cada uma das outras barras do sistema.

Esta análise ilustra como um consumidor pode ser afetado pela instalação de GD realizado por um outro cliente em diferentes barramentos. Ainda que não tenha ocorrido violações nos limites de tensão estipulados, ocorreram variações na tensão do barramento 632 com a instalação de geradores em outros barramentos.

**Figura 4.9 – Perfil de tensão no barramento 632 por alocação randômica**



Fonte: Elaborado pelo autor

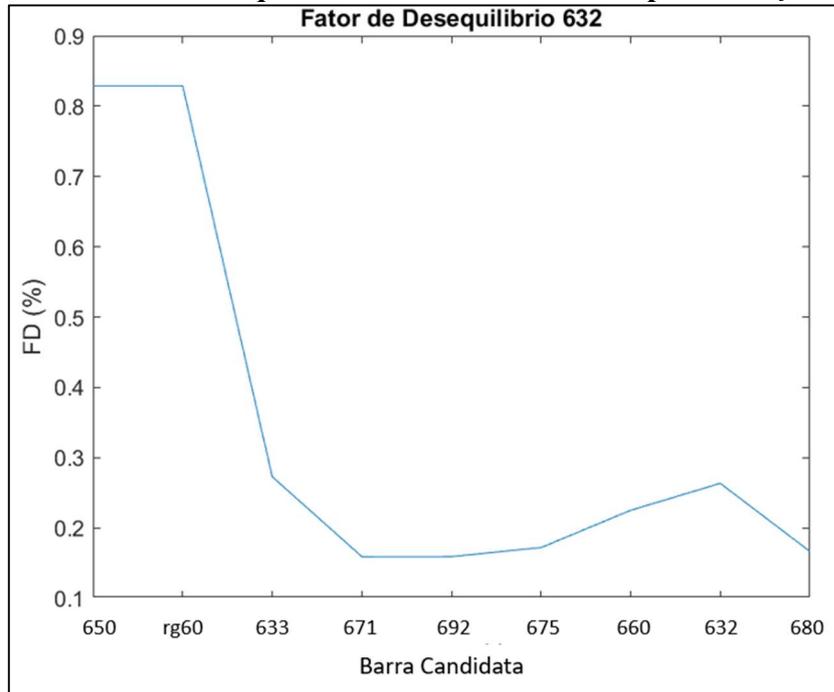
Ademais, a adição da unidade de geração em alguns barramentos (barramento 650, por exemplo) resultou em um aumento de desequilíbrio, outros sim, redução (barramento 671), Figura 4.10. Desequilíbrios de tensão podem ter efeitos prejudiciais sobre o funcionamento de equipamentos elétricos, muitas vezes comprometendo seu desempenho e vida útil. Portanto, é crucial minimizar essas situações.

Oportunamente, conforme sinalizado na seção 3.2, as mesmas análises realizadas para o IEEE 13 barramentos foram executadas para o sistema de 8500 barramentos, que serão demonstrados a diante. Nesta condição, foi aplicada a GD no barramento m1069495 e o comportamento operacional da rede acomodou apenas 2,14 MW de capacidade de hospedagem.

Note que neste caso a capacidade de acomodação foi inferior ao sistema de 13 barramentos do IEEE analisado anteriormente, entretanto, essa limitação foi restringida pela violação do limite de tensão atingindo 1,0578 pu, Figura 4.11. Analisando o comportamento da rede observa-se que a potência ativa do sistema é de 224,36 MW, o que é uma quantidade muito pequena de potência ativa, para um sistema muito robusto como o de 8500 barramentos. Isso pode indicar que o sistema está operando em condições de carga leve ou que a geração ativa é baixa em comparação com a carga. A potência reativa total é -18,1723 kVAR, indicando que o sistema está absorvendo uma quantidade significativa de potência

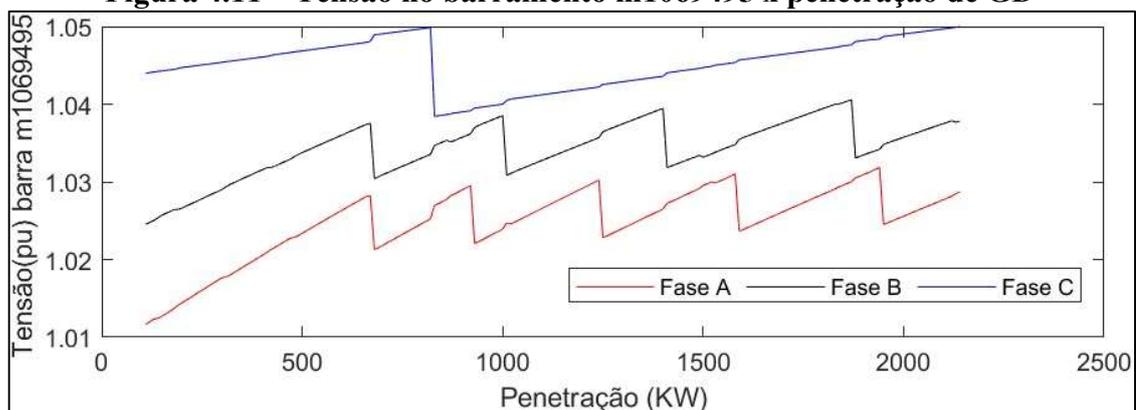
reativa. Isso pode estar relacionado ao controle de tensão ou às características das cargas no sistema.

**Figura 4.10 – Fator de desequilíbrio no barramento 632 por alocação randômica**



Fonte: Elaborado pelo autor

**Figura 4.11 – Tensão no barramento m1069495 x penetração de GD**

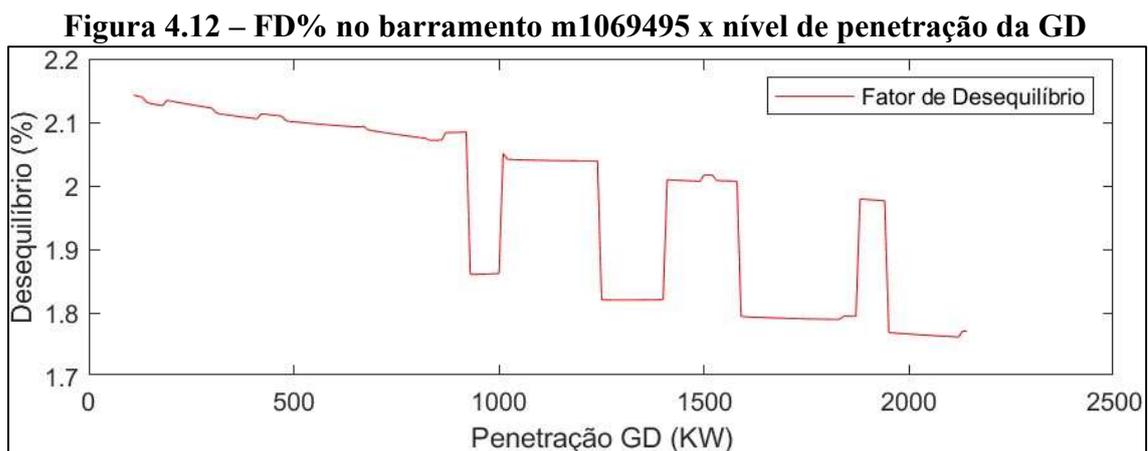


Fonte: Elaborado pelo autor

A configuração específica do modelo do sistema, a distribuição de carga, a localização da geração e a presença de dispositivos de controle de tensão também são fatores críticos que podem ter provocado essa condição de baixa alocação da GD fotovoltaica, sem considerar o perfil de geração da GD.

É importante considerar o comportamento com perfil de tensão “dentes de serra”, que se justifica pelo fato da rede possuir dispositivos de controle de tensão dinâmicos, como reguladores de tensão, estes podem ajustar continuamente a tensão em resposta às mudanças nas condições de operação. Além disso, em sistemas de potência complexos, os reguladores de tensão podem interagir com outros dispositivos de controle, como dispositivos de geração distribuída. Essas interações podem levar a comportamentos dinâmicos no perfil de tensão.

A observação do impacto na tensão do sistema torna-se ainda mais evidente ao analisar o fator de desequilíbrio, conforme ilustrado na Figura 4.12. Nessa representação gráfica, são perceptíveis significativas variações no FD e a violação do limite definido pela ANEEL. Outrora, a medida que se aumenta a penetração de  $P_{mpp}$  a GD colabora com a redução do FD% do barramento



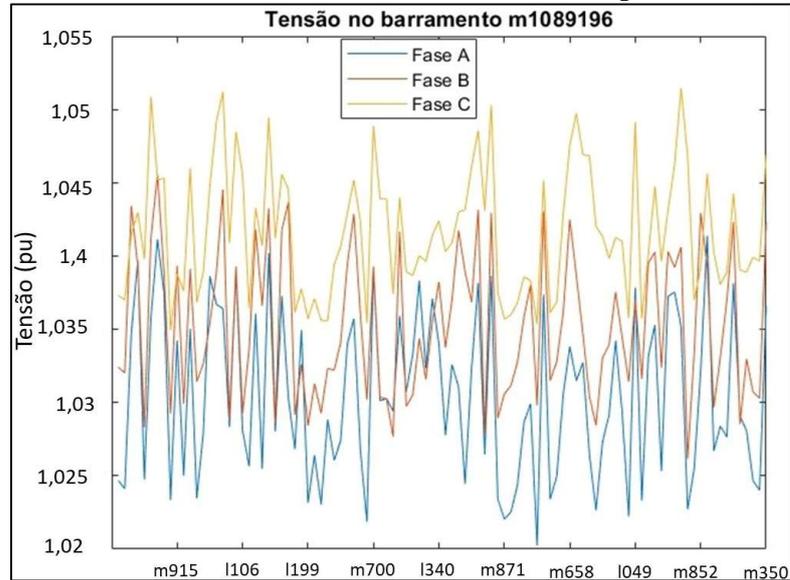
Fonte: Elaborado pelo autor

Para o sistema IEEE 8500 foi alocado uma unidade de geração distribuída de 2,14 MW, similar ao sistema anterior, em cada uma das barras trifásicas do sistema e com mesmo nível de tensão, tendo o barramento m1089196 selecionado como consumidor. A Figura 4.13 apresenta, de forma amostral, para 100 barramentos do sistema, como a instalação da GD impactou o perfil tensão no barramento m1089196.

Dois características sobressaem: A primeira está relacionada à variação nos valores absolutos das tensões, influenciados pela localização da unidade de geração distribuída. A segunda característica diz respeito à ocorrência de sobretensões, tensões superiores a 1,05 por unidade, na Fase C do barramento m1089196 devido à instalação de GD em um outro ponto do sistema. Embora o fenômeno possa ter sido majorado devido à considerável capacidade de

geração da usina, que totaliza 2,14 MW, o estudo indica que os consumidores podem estar expostos a sobretensões decorrentes da instalação de geração distribuída por parte de outros clientes.

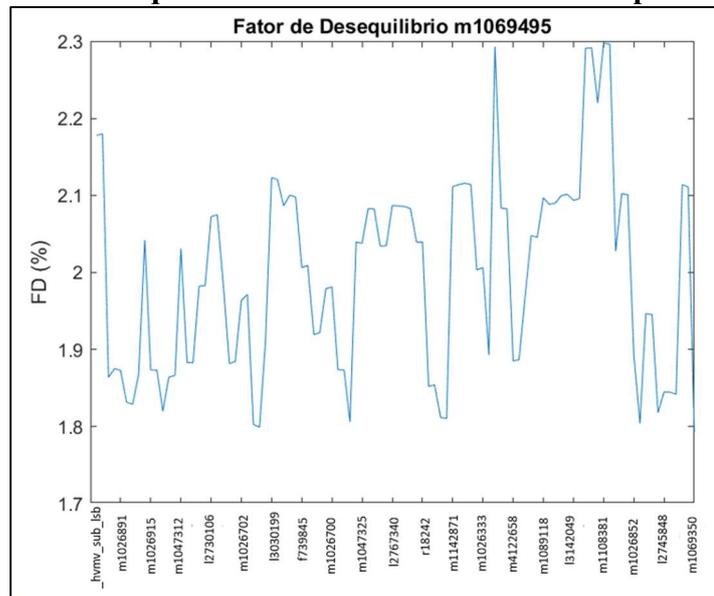
**Figura 4.13 – Perfil de tensão no barramento m1089196 por alocação randômica**



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando a alocação da GD no sistema, observa-se que em varios casos, como por exemplo na barra no barramento m1108381, m1047312, l3030199 e outros, quando o sistema fotovoltaico é alocado nesse barramento os consumidores da barra m1089196 notam violações no fator de desequilíbrio, entretanto, ao alocar a GD nos barramentos m1142871, l2745848 e m1069350 ocorrem reduções do FD%, Figura 4.14.

**Figura 4.14 – Fator de desequilíbrio no barramento m1089196 por alocação randômica**



Fonte: Elaborado pelo autor

#### **4.4.Considerações finais**

A análise realizada explorou os impactos da inserção de geração distribuída (GD) nos sistemas elétricos, utilizando as redes de teste IEEE de 13 e 8500 barramentos. Esses sistemas, representando desafios sistêmicos, e proporcionaram uma avaliação dos efeitos das tecnologias de geração distribuída frente aos consumidores de energia.

No âmbito do IEEE 13 barramentos, observou-se que, apesar de sua estrutura compacta, sua complexidade inerente, com ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, linhas aéreas e subterrâneas, regulador de tensão, transformadores e cargas desequilibradas, o torna uma ferramenta valiosa para análises.

A incorporação de uma unidade fotovoltaica no barramento 671 permitiu a avaliação da capacidade de hospedagem do sistema. A análise dos resultados revelou uma máxima capacidade de hospedagem de 3,54 MW, demonstrando a influência significativa da geração distribuída no fluxo de potência, com implicações claras para a estabilidade e perfil de tensão nos consumidores conectados ao barramento 632.

Ao estender a análise para o sistema IEEE 8500 barramentos, representativo de redes de distribuição reais, a complexidade aumentou consideravelmente. Os resultados indicaram uma capacidade de hospedagem inferior (2,14 MW), sublinhando a necessidade de considerar as características construtivas e técnicas de cada sistema ao analisar a inserção de GD.

Por fim, esta pesquisa não apenas proporcionou uma compreensão dos sistemas elétricos sob a visão dos impactos nos consumidores de energia, mas a influência de recursos energéticos distribuídos, apostando para a necessidade contínua de estratégias de gerenciamento eficazes para garantir a estabilidade e confiabilidade da rede elétrica diante das crescentes demandas por energias renováveis distribuídas.

## 5. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou um estudo dos impactos provenientes da inserção de recursos energéticos distribuídos na rede de distribuição. Com o auxílio do software OpenDSS foi possível identificar o comportamento da tensão, perdas técnicas e distribuição dos fluxos em virtude dos pontos de instalação dos recursos energéticos e a maneira como a instalação destes recursos, por um consumidor, afeta indicadores de qualidade de outros consumidores.

Foram realizadas análises considerando o local de instalação da geração distribuída e análises relacionadas ao aumento da hospedagem. Pode-se identificar que, independentemente da localidade da instalação da unidade de geração, ocorreram impactos na regulação de tensão para um consumidor específico. Ademais, foi possível identificar que a hospedagem de recursos energéticos pode inverter fluxos nos ramais de distribuição, fazendo com que as perdas tenham características bastante não lineares.

Os resultados obtidos proporcionam conclusões sobre variáveis críticas como o limite de tensão, fluxo reverso e fator de desequilíbrio, elementos cruciais na avaliação da estabilidade e eficiência do sistema elétrico diante da inserção de Geração Distribuída. Quanto ao limite de tensão, observou-se que a instalação de GD impactou a regulação de tensão para consumidores específicos, destacando a necessidade de considerar cuidadosamente esses efeitos ao planejar e gerenciar a expansão da geração distribuída, bem como a topologia do sistema.

No que diz respeito ao fluxo reverso, os resultados indicam uma capacidade potencial de inversão nos ramais de distribuição de energia. A observação do fluxo reverso aponta para a possibilidade de que, em determinadas condições operacionais, a energia flua em direção oposta à convencional nos circuitos de distribuição. Esse comportamento pode gerar desafios, tais como sobrecargas em componentes do sistema e variações nos níveis de tensão em pontos estratégicos.

Considerando o exposto, sugere-se que trabalhos futuros se concentrem na investigação mais aprofundada da aplicabilidade prática dos resultados obtidos em cenários específicos, como a proposição em realizar análises mais abrangentes, considerando a desativação temporária dos dispositivos de controle, incluindo os reguladores de tensão. Dentre as metodologias de correção dessas oscilações, provocadas pelos reguladores, podem ser analisados os ajustes dinâmicos, capacidade limitada do regulador e ganhos do elemento.

Além disso, a exploração de estratégias de mitigação para os impactos identificados, bem como a consideração de fatores externos, como características de despachos ótimos, integração simultânea de diferentes fontes de Geração distribuída e avanços tecnológicos, pode fornecer uma base sólida para avançar no campo da geração distribuída de energia.

## 6. REFERÊNCIAS

- Hatziargyriou, N., Karfopoulos, E., Tsitsimelis, A., Koukoula, D., Rossi, M., & Giacomo, V. (2015). On the der hosting capacity of distribution feeders. Proc. CIRED 23rd International Conference on Electricity Distribution.
- Jenner, S., Groba, F., & Indvik, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*, 52, 385–401.
- Agência Nacional de Energia Elétrica.** Resolução Normativa nº 482/2012 de 17 de abril de 2012. Disponível em <https://biblioteca.aneel.gov.br/>. Acesso em 15 de setembro de 2022.
- Agência Nacional de Energia Elétrica.** Resolução Normativa nº 687/2015 de 24 de novembro de 2015. 2015 B. Disponível em <https://biblioteca.aneel.gov.br/>. Acesso em 15 de setembro de 2022.
- Neto, G. Z., Da Costa, W. T., Vasconcelos, V. B.. A Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL: Possibilidades e Entraves para a Microgeração Distribuída. *Revista Brasileira de Energia Solar*, Vol. V, Nº 2, p. 119–127, dez. 2014
- VIEIRA, D., SHAYANI, R. A., DE OLIVEIRA, M. A. G.. Net Metering in Brazil: Regulation, Opportunities and Challenges. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, Vol. 14, Nº.8, ago. 2016.
- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation. *Renewable Energy*, v. 22, n. 1-3, p. 197-204, 2001.
- COSTA, Lucas Esteves. Simulação de ambientes com geração distribuída segundo resolução normativa 482/687 em Brasília. 2018.
- Almeida D, Abeysinghe S, Ekanayake MP, Godaliyadda RI, Ekanayake J, Pasupuleti J (2020) Generalized approach to assess and characterise the impact of solar pv on lv networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 121:106058.
- Mahroo-Bakhtiari R, Izadi M, Safdarian A, Lehtonen M (2019) Distributed load management scheme to increase pv hosting capacity in lv feeders. *IET Renewable Power Generation* 14(1):125–133
- Empresa de Pesquisa Energética.** "Estudo de Demanda (DEA 26/14) - Avaliação da Eficiência Energética e Geração distribuída para os próximos 10 anos (2014 – 2023)." Rio de Janeiro (2014).
- Empresa de Pesquisa Energética.** "Plano Decenal de Expansão de Energia 2030". Brasília, DF (2021).
- Empresa de Pesquisa Energética.** "Dados Abertos - Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas)" Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>. Acesso em 12 de agosto de 2023.

**Empresa de Pesquisa Energética.** “Dados Abertos - Anuário Estatístico de Energia Elétrica” Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em 12 de agosto de 2023.

**Agência Nacional de Energia Elétrica.** “Dados Abertos - Relação de empreendimentos de Geração Distribuída” Disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>. Acesso em 12 de agosto de 2023.

**Agência Nacional de Energia Elétrica.** “Dados Abertos - Relação de Atos Normativos” Disponível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojM2RjYjdjZmQtYTkwYy00ZDY2LTlhYzMtNjkzNGNiNDI1M2RlIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em 24 de junho de 2023.

Avril, S., Mansilla, C., Busson, M., and T. Lemaire, “Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries,” *Energy Policy*, vol. 1–51, pp. 244–258, 2012

IEA PVPS, 2023 Snapshot of global PV markets, Disponível em: [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA\\_PVPS\\_Snapshot\\_2023.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf). Acesso em 26 de julho de 2023. IEA Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA PVPS T1-44: 2023.

IEA PVPS, 2016 Review and analysis of pv self-consumption policies, Disponível em: [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS\\_-\\_Self-Consumption\\_Policies\\_-\\_2016\\_-\\_2.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_-_Self-Consumption_Policies_-_2016_-_2.pdf) . Acesso em 26 de julho de 2023. IEA Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA PVPS T1-28: 2016.

Aziz T, Ketjoy N. PV penetration limits in low voltage networks and voltage variations. *IEEE Access* 2017;5:16784–92.

Gandhi, O., Kumar, D.S., Rodríguez-gallegos, C.D., Srinivasan, D., 2020a. Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration. *Solar Energy*.

Magalha, F. L. S., Ferreira, B. C., Peres, W., Poubel, R. P. B., & Coelho, F. C. R. (2021). Análise da Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica através do Particle Swarm Optimization. *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, 1(1).

Tonkoski R, Turcotte D, El-Fouly THM. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. *IEEE Trans Sustain Energy* 2012;3:518.

Razavi, S.-E., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 157–167.

Hoke A, Butler R, Hambrick J, Kroposki B. Steady-state analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders. *IEEE Trans Sustain Energy* 2013;4(2):350–7.

Jenner, S., Groba, F., & Indvik, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*, 52, 385–401.

Hatziargyriou, N., Karfopoulos, E., Tsitsimelis, A., Koukoula, D., Rossi, M., & Giacomo, V. (2015). On the der hosting capacity of distribution feeders. *Proc. CIRED 23rd International Conference on Electricity Distribution*.

Deuse, J., Karoui, K., Crisciu, H., Gertmar, L., Samuelsson, O., Karlsson, P., Chuvyichin, V., Ribickis, L., Bollen, M. H. J., & Häger, M. (2006). Interactions of dispersed energy resources with power system in normal and emergency conditions. *CIGRE 2006 Conference*.

Balamurugan, K., Srinivasan, D., & Reindl, T. (2012). Impact of distributed generation on power distribution systems. *Energy Procedia*, 25, 93–100.

Karimi, M., Mokhlis, H., Naidu, K., Uddin, S., & Bakar, A. H. A. (2016). Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 594–605.

Vita, V., Alimardan, T., & Ekonomou, L. (2015). The impact of distributed generation in the distribution networks' voltage profile and energy losses. *2015 IEEE European Modelling Symposium (EMS)*, 260–265.

Ma, C., Dasenbrock, J., Töbermann, J.-C., & Braun, M. (2019). A novel indicator for evaluation of the impact of distributed generations on the energy losses of low voltage distribution grids. *Applied Energy*, 242, 674–683.

Petrichenko, L.; Broka, Z.; Sauhats, A.; Bezrukovs, D. Cost-Benefit Analysis of Li-Ion Batteries in a Distribution Network. In *Proceedings of the 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lodz, Poland, 27–29 June 2018; pp. 1–5.

KESSLER, M. R. A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências. *Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Faculdade de Ciências Econômicas, Programa de Pós-Graduação em Economia, Porto Alegre, 2006. 169 p.*

SILVA, Bruno Gonçalves da. *Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo. 2011. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-graduação em Energia – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo. São Paulo-SP, 2011.*

RAMOS, D. S. *Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Material utilização na disciplina de Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor Elétrico em Disciplina de pós-graduação da Escola Politécnica da USP, 2011, São Paulo.*

LANDI, M *Energia Elétrica e Políticas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005. São Paulo, 2006. 219 f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interinidades de Pós – Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.*

CORREIA T. et al. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. *Revista Economia*, Brasília, v. 7, n.3, p. 607-627, set./dez. 2006.

BRITO, E. H. G. B. Revisão tarifária e diferenças regionais: um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil. 2009. 183 f. Dissertação (Mestrado). - IEE – USP. São Paulo, 2009.

LEVY, Brian; SPILLER, Paulo T. The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation. In: WILLIAM, Oliver E.; MASTEN, Scott E. (Eds.). *The Economics of Transaction Cost*. Edward Elgar, 1999.

**Ministério de Minas e Energia.** “Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em 12 de agosto de 2023.

**Empresa de Pesquisa Energética.** “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 Transmissão de Energia” Disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202031\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202031_v2.pdf). Acesso em 12 de agosto de 2023.

**Operador Nacional do Sistema Elétrico.** “Evolução da capacidade instalada no SIN” Disponível em <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em 12 de agosto de 2023.

**Empresa de Pesquisa Energética.** “Plano Decenal de Expansão de Energia 2029” Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-483/04%20Tramiss%C3%A3o%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>. Acesso em 12 de agosto de 2023.

LAMPIS, A., Mandai, S. S., Berejuk, G., Hermsdorff, S., & Bermann, D. *Dossier de Energia 2022. Brasil: um foco no setor elétrico*. 2022.

FGV, Fundação Getúlio Vargas. 2018 *Análise do ambiente concorrencial do setor elétrico no Brasil*. São Paulo: FGV.

TIEPOLO, G. M.; Junior, J. U.; Pereira, E. B.; Pereira, S. V.; Alves, A. R.; *Resumos do Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, Gramado, Brasil, 2016.

STEFANELLO, C.; Marangoni, F.; Zeferino, C. L.; *Resumos do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Gramado, Brasil, 2018.

SANTOS, E. P.; Conti, T. N.; *Mercado profissional para a área de energia e eficiência energética no Brasil*. *Revista Internacional de Ciências* 2017, 7, 142.

LOPES, M. C.; Taques, F. H.; *O desafio da energia sustentável no Brasil*. *Revista Cadernos de Economia* 2016, 20, 71.

BAJAY, S. V.; Badanhan, L. F.; Conferência sobre Sustentabilidade na Geração e Uso de Energia no Brasil: os Próximos Vinte Anos, Campinas, Brasil, 2002.

De Faria, H.; Trigoso, F.B.M.; Cavalcanti, J.A.M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 75, 469–475.

GASPARIN, F. B., LIMA, V. O. D.; MICHELETTI, D. H.; BURINA, E. L. K. A Influência de Políticas Públicas para o Progresso da Geração Solar Fotovoltaica e Diversificação da Matriz Energética Brasileira. *Rev. Virtual Quim.*, p. 1-5, 2021.

EDQUIST, C. *Systems of Innovation Technologies, Institutions and Organizations*; Routledge Taylor & Francis Group: London, UK; New York, NY, USA, 2005.

**Empresa de Pesquisa Energética.** “Balanço Energético Nacional” Disponível em <https://dashboard.epe.gov.br/apps/ben/>. Acesso em 18 de agosto de 2023.

CHANG, H.-J., 2003. *Globalization, Economic Development and the Role of the State*. Zed Books.

CASTRO, N. J. DE; DANTAS, G. *Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes*. Rio de Janeiro - Brasil: Publit, 2018.

GENTHER, Phyllis Ann. *Japan's energy conundrum: a discussion of Japan's energy circumstances and US-Japan energy relations*. Washington, D.C. – USA : Publit, 2018.

**Federation of Electric Power Companies of Japan.** “Japan’s Energy Supply Situation and Basic Policy”. Disponível em [https://www.fepc.or.jp/english/energy\\_electricity/supply\\_situation/index.html](https://www.fepc.or.jp/english/energy_electricity/supply_situation/index.html). Acesso em 18 de agosto de 2023.

**Federation of Electric Power Companies of Japan.** “Electricity Review Japan” Disponível em [https://www.fepc.or.jp/english/library/electricity\\_eview\\_japan/index.html](https://www.fepc.or.jp/english/library/electricity_eview_japan/index.html). Acesso em 18 de agosto de 2023.

**Federation of Electric Power Companies of Japan.** “Ten Electric Power Companies as Responsible Suppliers of Electricity”. Disponível em [https://www.fepc.or.jp/english/energy\\_electricity/company\\_structure/index.html](https://www.fepc.or.jp/english/energy_electricity/company_structure/index.html). Acesso em 18 de agosto de 2023.

YOSHIDA, P. G. *Japan’s energy conundrum*. Washington: Sasakawa Peace Foundation USA, 2018. Disponível em: [https://spfusa.org/wp-content/uploads/2018/06/JapanEnergyConundrum\\_SPFUSA.pdf](https://spfusa.org/wp-content/uploads/2018/06/JapanEnergyConundrum_SPFUSA.pdf). Acesso em 22 de agosto de 2023.

**Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan.** “Strategic energy plan 2018”. Disponível em: [https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic\\_plan/5th/pdf/strategic\\_energy\\_plan.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf). Acesso em 22 de agosto de 2023.

SUZUKI, T., D. von Hippel, K. Wikenning, and J. Nickum, 1998. A framework for energy security analysis and application to a case study of Japan. Nautilus Institute Report, dated June 1998.

BLOOMBERG, 2016. Japan's Power Market Opening Challenges Entrenched Players: Q&A. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-28/japan-s-power-market-opening-challenges-entrenched-players-q-a>. Acesso em 22 de agosto de 2023.

**Tokyo Electric Power Company Holdings.** “The Electric Power Business in Japan”. Disponível em: <https://www.tepco.co.jp/en/corpinf/ir/kojin/jigyoe.html>. Acesso em 22 de agosto de 2023.

**Institute of Energy Economics.** Asia/World Energy Outlook 2016. Tokyo: IEEJ, 2016c. 187 p. Disponível em: <https://eneken.ieej.or.jp/data/7199.pdf>. Acesso em: 30 agosto de 2023.

JONES, R. S., and M. Kim. 2013. “Restructuring the Electricity Sector and Promoting Green Growth in Japan.” OECD Economics Department Working paper no. 1069. Paris: OECD.

**International Energy Agency,** “Electricity overview and generation portfolio”, Disponível em: <https://www.iea.org/articles/japan-electricity-security-policy>. Acesso em 26 de julho de 2023.

**International Energy Agency,** “Japan 2021 Energy Policy Review”, Disponível em: <https://www.iea.org/reports/japan-2021>. Acesso em 26 de julho de 2023.

**International Energy Agency,** “Australia data explorer”, Disponível em: <https://www.iea.org/countries/australia>. Acesso em 26 de julho de 2023.

**Renewable Energy Institute,** “Registered, Operational, and Nonoperative Renewable Energy Capacity”. Disponível em: <https://www.renewable-ei.org/en/statistics/fit.php>. Acessado em: 26 de julho de 2023.

QAZI, A., Hussain, F., Rahim, N.A., Hardaker, G., Alghazzawi, D., Shaban, K., Haruna, K., 2019. Towards sustainable energy: a Systematic review of renewable energy sources, technologies, and public opinions. IEEE Access 7, 63837–63851.

KABEYI, Moses Jeremiah Barasa; OLANREWAJU, Oludolapo Akanni. Sustainable energy transition for renewable and low carbon grid electricity generation and supply. *Frontiers in Energy research*, v. 9, p. 1032, 2022.

BARR, H. 2012. Lessons from the disaster: Risk management and the compound crisis presented by the Great East Japan Earthquake. *Journal of Interprofessional Care*, 26(4), 343. Lessons from the disaster: Risk management and the compound crisis presented by the Great East Japan Earthquake. *Journal of Interprofessional Care*, 26(4), 343.

KAWAI, M and P. J. Morgan 2012, “Japan’s Post-Triple-Disaster Growth Strategy”, ADBI Working Paper 376.

SUEYOSHI, T., & Goto, M., 2015. Japanese fuel mix strategy after disaster of Fukushima Daiichi nuclear power plant: Lessons from international comparison among industrial nations measured by DEA environmental assessment in time horizon. *Energy Economics*, 52, 87-103.

CHOWDHURY, S., Sumita, U., Islam, A., & Bedja, I., 2014. Importance of policy for energy system transformation: Diffusion of PV technology in Japan and Germany. *Energy Policy*, 68, 285-293.

EBINGER, C., Banks, J.P., Schackmann, A. 2014. Transforming the Electricity Portfolio: Lessons from Germany and Japan in Deploying Renewable Energy (14-03) Policy brief, The Brookings Institution, Washington, DC.

**Australian Energy Market Operator**, “The National Electricity Market”, Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf>. Acesso em 26 de julho de 2023.

**Australian Energy Market Operator**, “Quarterly Energy Dynamics Q2 2023”, Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2023/qed-q2-2023-report.pdf?la=en>. Acesso em 26 de julho de 2023.

**Australian Energy Market Operator**, “About the National Electricity Market (NEM)”, Disponível em: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/about-the-national-electricity-market-nem>. Acesso em 26 de julho de 2023.

**Australian Energy Market Operator**, “2023 Electricity Statement of Opportunities”, Disponível em: [https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/nem\\_esoo/2023/2023-electricity-statement-of-opportunities.pdf?la=en](https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/nem_esoo/2023/2023-electricity-statement-of-opportunities.pdf?la=en). Acesso em 26 de julho de 2023.

**Australian Energy Market Operator**, “Renewable Penetration”, Disponível em: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>. Acesso em 26 de julho de 2023.

**Australian Energy Regulator**, “National Electricity Market”, Disponível em: <https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter%201%20National%20electricity%20market.pdf>. Acesso em 26 de julho de 2023.

BRINSMEAD TS, Hayward J, Graham P, Brinsmead T, Hayward J, Graham P. Australian electricity market analysis report to 2020 and 2030. CSIRO Report No. EP141067; 2014.

SANCHEZ-BADIN, M. R. et al. 2021 Avaliação de investimentos externos em infraestrutura crítica: exemplos no setor de energia da Alemanha, da Austrália, dos Estados Unidos e da Rússia. *Boletim de Economia e Política Internacional*, n. 30, p. 95-113.

**Australian Government Initiative**, “Australia’s physical infrastructure”, Disponível em: <https://digital.atlas.gov.au/apps/7e3c360b5f6e4514936b6fd105ac63cd/explore>. Acesso em 26 de julho de 2023

OUTHRED, H. 2000 Electricity Sector Reform in Federal Australia IEEE PES Winter Power Meeting, Special Session on Asian Power Reform in the Context of Rapid Expansion.

WOOD, T. Australia’s Energy Transition: A Blueprint for Success; Grattan Institute: Melbourne, Australia, 2019; Disponível em: <https://grattan.edu.au/wp->

content/uploads/2019/09/922-Australia-energy-transition-a-blueprint-for-success.pdf. Acesso em 9 de agosto de 2023

WARREN B, Christoff P, Green D. Australia's sustainable energy transition: the disjointed politics of decarbonisation. *Environmental Innovation and Societal Transitions* (2016) 1–12

HUA Y, Oliphant M, Hu EJ. Development of renewable energy in Australia and China: a comparison of policies and status. *Renew Energy* 2016; 85:1044–51.

**Energy Networks Australia**, “Electricity Network Transformation Roadmap: Final Report”, Disponível em: <https://www.energynetworks.com.au/resources/reports/electricity-network-transformation-roadmap-final-report/>. Acesso em 9 de agosto de 2023

Li, H.X., Edwards, D.J., Hosseini, M.R., Costin, G.P., 2020. A review on renewable energy transition in Australia: An updated depiction. *J. Clean. Prod.* 242, 118475.

**Australian Energy Regulator**, State of the energy market 2009. Australian Government; Disponível em: <https://www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports/state-of-the-energy-market-2022>. Acesso em 26 de julho de 2023

BIGGS C. 2016, A resource-based view of opportunities to transform Australia's electricity sector, *J. Clean. Prod.* 123 (2016) 203–217.

NOONE B. 2013. Australian PV Association. PV Integration on Australian Distribution Networks: Literature Review. Disponível em: <http://apvi.org.au/wp-content/uploads/2013/12/APVA-PV-and-DNSPLiterature-review-September-2013.pdf>. Acesso em 9 de agosto de 2023

Roberto Z., Wilson N. M., Marcos A. B. G., S.H.F.d. OliveiraOliveira, *Sistemas 517 Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*, Oficina de Textos, SP, Brasil, 2012

Hajiah A, Khatib T, Sopian K, Sebzali M. Performance of grid-connected photovoltaic system in two sites in Kuwait. *Int J Photoenergy* 2012.

Sera D, Teodorescu R, Rodriguez P. PV panel model based on datasheet values. In: proceedings of IEEE international symposium on industrial electronics, 2007 (ISIE 2007). IEEE; 2007. p. 2392–96

Chegaar M, Ouennoughi Z, Hoffmann A. A new method for evaluating illuminated solar cell parameters. *Solid-State Electron* 2001;45:293–6

Gregg, Brian A. Entropy of Charge Separation in Organic Photovoltaic Cells: The Benefit of Higher Dimensionality. *The Journal of Physical Chemistry Letters* 2.24 (2011): 3013-3015.

Peng L, Sun Y, Meng Z. An improved model and parameters extraction for photovoltaic cells using only three state points at standard test condition. *J Power Sources* 2014;248:621–31

Chan, D.S.H., Phang, J.C.H., 1987. Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics. *IEEE Trans. Electron. Dev.* 34, 286e293

King, D. L., Kratochvil, J. A., Boyson, W. E. (2004). Photovoltaic array performance model (Vol. 8, pp. 1-19). United States. Department of Energy.

Sauthier, L.F., Diefenthaler, A.T., Sausen, P.S., Sausen, A.T.Z.R. Modelagem matemática de módulos fotovoltaicos empregados em ambientes de simulação de geração distribuída. in 11th Seminar on Power Electronics and Control; UFSM: Santa Maria, Brasil, 2018; p. 6

DA SILVA, Thiago Franchi Pereira; DA SILVA ALVES, Mathaus Henrique. Análise das Curvas Características de Células Solares em LTSPICE. The Journal of Engineering and Exact Sciences, v. 7, n. 4, p. 13289-01-11e, 2021.

Pranahita, B. S., Kumar, A. S. y Babu, A. P. A. (2014). A Study on Modelling and Simulation of Photovoltaic Cells. *Int J Res Eng Technol*, 3, 101-8

Mostapha O., Hassan E. F., Leila A., Abdelhafid Y., Fouad G., One shape parameterbased explicit model for photovoltaic cell and panel, *Sustain. Energy Grids Netw.* 21 (2020) 100312.

King DL, Kratochvil JA, Boyson WE. Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results. In: *Proceedings of the Photovoltaic Specialists Conference, 1997, Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, pp. 1183–1186. IEEE; 1997

Noberto, Pablo Emmanuel dos Santos. Modelagem e análise experimental de curva IV de módulo fotovoltaico. 2020.

Omran W. Performance analysis of grid-connected photovoltaic systems PhD thesis Electrical and Computer Engineering Dept.: University of Waterloo, Waterloo; 2010.

Xiao Weidong, Lind MGJ, Dunford WG, Capel A. Real-time identification of optimal operating points in photovoltaic power systems. *IEEE Trans Ind Electron* 2006;53(4):1017–26.

AbdulHadi, M., Al-Ibrahim, A.M., Virk, G.S., 2004. Neuro-fuzzy-based solar cell model. *IEEE Trans. Energy Convers.* 19, 619e624.

Liu S, Dougal RA. Dynamic multiphysics model for solar array. *IEEE Trans Energy Convers* 2002;17:285–94.

Cabral, V. C.; Neto, M. B. L. de V.; Oliveira Filho, D.; Diniz A. S. A. Modelagem e simulação de gerador fotovoltaico. In: *Encontro de Energia no Meio Rural*, 5, 2004, Campinas. Anais... SP, Brasil.

Karimi, M., Mokhlis, H., Naidu, K., Uddin, S., Bakar, A.H., 2016. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 53, 594–605

Ismael SM, Abdel Aleem SHE, Abdelaziz AY, Zobaa AF. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renew Energy* 2019;130:1002–20

- Shah, R., Mithulanathan, N., Bansal, R.C., Ramachandaramurthy, V.K., 2015. A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. *Renew Sustain Energy Rev.* 41, 1423–36
- Nikos H., Evangelos K., Achilleas T., Despina K, Marco R., Viganò G., On the der hosting capacity of distribution feeders, in *Proc. CIRED 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, 2015.
- Ma C, Dasenbrock J, Tobermann JC, Braun M. A novel indicator for evaluation of the impact of distributed generations on the energy losses of low voltage distribution grids. *Appl Energy* 2019;242:674–83.
- Tonkoski R, Turcotte D, El-Fouly THM. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. *IEEE Trans Sustain Energy* 2012;3:518.
- Oktoviano G, Dhivya SK, Carlos DR-G, Dipti S. Review of power system impacts at high PV penetration Part I: factors limiting PV penetration. *Sol Energy* 2020;210: 181–201.
- Eltawil, M.A., Zhao, Z., 2010. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14 (1), 112–129.
- Yahya N., Seyed H. Hosseini, Saeid. G. Zadeh, Behnam Mohammadi-Ivatloo, Juan C. Vasquez, and Josep M. Guerrero, An overview of power quality enhancement techniques applied to distributed generation in electrical distribution networks, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 93, pp. 201–214, Oct. 2018
- Choudhry Mohammad A, Khan Hasham. Power loss reduction in radial distribution system with multiple distributed energy resources through efficient islanding detection. *Energy* 2010;35(12):4843-61.
- Yun Tiam, T., Kirschen, D.S., 2007. Impact on the power system of a large penetration of photovoltaic generation. *Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting* 1–8.
- Aziz T, Ketjoy N. PV penetration limits in low voltage networks and voltage variations. *IEEE Access* 2017;5:16784–92.
- Kalambe Shilpa, Agnihotri Ganga. Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;29: 184–200.
- Coelho, F., Peres, W., Silva Junior, I., & Dias, B. (2020). An Empirical Continuous Metaheuristic for Multiple Distributed Generation Scheduling Considering Energy Loss Minimization, Voltage and Unbalance Regulatory Limit. *IET Generation, Transmission & Distribution*.
- Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2013). Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3420–3428.

Torres, I.C.; Negreiros, G.F.; Tiba, C. Theoretical and experimental study to determine voltage violation, reverse electric current and losses in prosumers connected to low-voltage power grid. *Energies* 2019, 12, 4568.

Magalhães, F. L. S., Ferreira, B. C., Peres, W., Poubel, R. P. B., & Coelho, F. C. R. (2021). Análise da Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica através do Particle Swarm Optimization. *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, 1(1).

Schneider, K. P., Mather, B. A., Pal, B. C., Ten, C.-W., Shirek, G. J., Zhu, H., Fuller, J. C., Pereira, J. L. R., Ochoa, L. F., & de Araujo, L. R. (2017). Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3181–3188.

Radatz, P. R. (2015). Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. *São Paulo*, 22–24.

Radatz, P., Rocha, C., Sunderman, W., Rylander, M., & Peppanen, J. (2020). *Openss pvsystem and invcontrol element models*. EPRI, OpenDSS: Palo Alto, CA, USA.

de Distribuição, P. (2010). Módulo 8—qualidade da energia elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica—ANEEL.

Ismael, S. M., Aleem, S. H. E. A., Abdelaziz, A. Y., & Zobaa, A. F. (2019). State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, 130, 1002–1020.

Schneider, K. P., Mather, B. A., Pal, B. C., Ten, C.-W., Shirek, G. J., Zhu, H., Fuller, J. C., Pereira, J. L. R., Ochoa, L. F., & de Araujo, L. R. (2017). Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3181–3188.

Schneider, K. P., & Fuller, J. C. (2010). Voltage control devices on the IEEE 8500 node test feeder. In *IEEE PES T&D 2010* (pp. 1-6). IEEE.

Dugan, R. C., & McDermott, T. E. (2011). An open source platform for collaborating on smart grid research. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–7.

FREITAS, P. R. R. d. Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2020.

Rocha, C., & Radatz, P. (2017). Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS. *Electr. Power Syst. Res*, 1-24.

Andrade et al. (2020) Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto da geração distribuída utilizando o software OpenDSS, *Journal Sociedade Brasileira de Automática*, 2020.

Montenegro, D., & Dugan, R. C. (2017, May). OpenDSS and OpenDSS-PM open source libraries for NI LabVIEW. In 2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA) (pp. 1-5). IEEE.

Sunderman, W., Dugan, R. C., & Smith, J. (2014, April). Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations. In 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition (pp. 1-5). IEEE.

SEXAUER, Jason. Introdução ao OpenDSS. Tradução de: Paulo Radaz e Celso Rocha. USA: Electric Power Research institute – EPRI, 2016.

Ochoa, L. N. (2022). OpenDSS Training Material. [línea]. Disponível em: <https://sites.google.com/view/luisfochoa/openss/training-material>. Acessado em 17 de novembro de 2023.

Silva, A. D. D. C. (2021). Desenvolvimento de interfaces para o software OpenDSS.

Saadat, H. Power System Analysis. Ed. Cengage Learning, Estados Unidos. (2004).

Kersting, W. H. (2001, January). Radial distribution test feeders. In 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194) (Vol. 2, pp. 908-912). IEEE.

Schneider, K. P., Mather, B. A., Pal, B. C., Ten, C. W., Shirek, G. J., Zhu, H., ... & Kersting, W. (2017). Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. IEEE Transactions on power systems, 33(3), 3181-3188.

Kersting, W. H. (2010, April). A comprehensive distribution test feeder. In IEEE PES T&D 2010 (pp. 1-4). IEEE.

Kersting, W. H. (2001). Radial distribution test feeders. In: **2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194)**. IEEE, 2001. p. 908-912.

Huchel, L., & Zeineldin, H. H. (2015). Planning the coordination of directional overcurrent relays for distribution systems considering DG. IEEE Transactions on Smart Grid, 7(3), 1642-1649.

Dugan, R., & Artritt, R. (2010). The IEEE 8500-node test feeder. Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, USA.

Vergilio, A. H. B. (2016). Alocação ótima de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica trifásicas e desbalanceadas (Doctoral dissertation, [sn]).

Gama, L. P., Monteiro, P. R. D., Borges, T. T., Fortes, M. Z., & Colombini, A. C. (2022). Análise dos reguladores de tensão em redes com alta penetração de geração distribuída fotovoltaica: uma perspectiva do consumidor industrial. REVISTA DE TECNOLOGIA APLICADA, 10(3), 48-61.

Pinto, A. C. (2015). Controle integrado de tensão e potência reativa através de aprendizado de máquina (Doctoral dissertation, [sn]).

- Carneiro, M. D. S. (2019). Utilização do software Opendss para cálculo das perdas técnicas em redes de distribuição.
- Magalha, F. L. S., Ferreira, B. C., Peres, W., Poubel, R. P. B., & Coelho, F. C. R. (2021). Análise da Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica através do Particle Swarm Optimization. *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, 1(1).
- Sousa, A. L. D. (2019). Estimativa da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição via algoritmos genéticos.
- Ding, F., & Mather, B. (2016). On distributed PV hosting capacity estimation, sensitivity study, and improvement. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(3), 1010-1020.
- Ebe, F., Idlbi, B., Morris, J., Heilscher, G., and Meier, F. (2017). Evaluation of pv hosting capacity of distribution grids considering a solar roof potential analysis — comparison of different algorithms. 1–6.
- Zain ul Abideen, M., Ellabban, O., & Al-Fagih, L. (2020). A review of the tools and methods for distribution networks' hosting capacity calculation. *Energies*, 13(11), 2758.
- Alturki, M.; Khodaei, A. Marginal Hosting Capacity Calculation for Electric Vehicle Integration in Active Distribution Networks. In *Proceedings of the 2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Denver, CO, USA, 16–19 April 2018; pp. 1–9.
- Hung, D.Q.; Mishra, Y. A Multiobjective Voltage Unbalance Factor for PV Hosting Capacity with Probabilistic ZIP Load Models. In *Proceedings of the 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Portland, OR, USA, 5–9 August 2018; pp. 1–5.
- Al-Saadi, H.; Zivanovic, R.; Al-Sarawi, S.F. Probabilistic Hosting Capacity for Active Distribution Networks. *IEEE Trans. Ind. Inform.* 2017, 13, 2519–2532.
- Al-saadi, H.; Al-sarawi, S.; Zivanovic, R.; Abood, H.G. Hourly-Assessment of Grid Hosting Capacity for Active Distribution Network. In *Proceedings of the 2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Boise, ID, USA, 24–28 June 2018; pp. 1–7
- Qammar, N., Arshad, A., Miller, R. J., Mahmoud, K., & Lehtonen, M. (2023). Machine learning based hosting capacity determination methodology for low voltage distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*.