



Universidade Federal da Bahia
Departamento de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Brenda Leal Mota Santos

Maximização da Capacidade de Penetração de Painéis Fotovoltaicos em Sistemas de Baixa Tensão utilizando PSO

Salvador – BA

Fevereiro de 2022

Brenda Leal Mota Santos

**Maximização da Capacidade de Penetração de Painéis Fotovoltaicos
em Sistemas de Baixa Tensão utilizando PSO**

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Processamento da Informação e Energia

Dr. Daniel Barbosa

Orientador

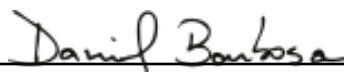
Salvador – BA

Fevereiro de 2022

Brenda Leal Mota Santos

**Maximização da Capacidade de Penetração de Painéis
Fotovoltaicos em Sistemas de Baixa Tensão utilizando
PSO**

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica



Dr. Daniel Barbosa
Orientador



Dr. Luciano Sales Barros
UFPB



Dr. Fernando Augusto Moreira
UFBA

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus que direciona minha vida em todos os sentidos, me livra de todo o mal e não me desampara nunca.

Agradeço também aos meus pais, Acacio e Graça, que sempre estão ao meu lado, lutando por meus sonhos como se deles fossem e que não medem sacrifícios, empenho e coragem para me tornar uma pessoa mais digna, feliz e determinada a acreditar nos meus sonhos.

À minha irmã, Érica que está comigo em todos os momentos, desde os mais difíceis aos mais felizes e me presenteou com meu afilhado Miguel, que deixou meus dias muito mais alegres.

Aos meus avós, que mesmo distantes fisicamente estão sempre ao meu lado me orientando e me protegendo.

A Renato que me apoia e incentiva em todos os momentos.

A meu orientador, Daniel Barbosa, que acreditou veementemente nesse projeto.

Por fim, o presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

*"Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas
do homem foram conquistadas do que parecia impossível."
(Charles Chaplin)*

RESUMO

A integração de Geração Distribuída Fotovoltaica em sistemas de distribuição de baixa tensão está cada vez mais difundida na atualidade. Isso porque a inserção desses geradores na rede pode promover diversos benefícios, como redução das perdas elétricas nas linhas de transmissão e distribuição, redução da emissão de gases poluentes e melhora da confiabilidade e da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) da rede. Contudo, se não planejada de maneira adequada, alguns limites relacionados à QEE da rede, podem ser excedidos, como, por exemplo, a violação do limite e desequilíbrio de tensão, além de sobrecarga de transformadores. Assim, é importante relacionar esses indicadores de QEE à capacidade de acomodação de módulos fotovoltaicos, visando atingir o correto funcionamento do sistema de distribuição, mesmo para um elevado nível de penetração de geração distribuída. Por esse motivo, nesse trabalho a Otimização por Enxame de Partículas foi utilizada com a finalidade de maximizar a capacidade de acomodação de módulos fotovoltaicos em sistemas de distribuição de baixa tensão, através do ajuste do fator de potência de cada um desses módulos com base na curva de capacidade apresentada na Norma IEEE 1547-2018. Vale salientar, que esse estudo foi realizado utilizando uma abordagem probabilística, através da Simulação de Monte Carlo, devido à característica estocástica de diversas variáveis presentes no modelo de otimização, como localização e potência nominal dos sistemas fotovoltaicos, carga das unidades consumidoras e perfil de irradiância. O Alimentador de Teste Europeu de Baixa Tensão do IEEE e um alimentador real, localizado em um distrito do Nordeste brasileiro, foram considerados para validar a metodologia proposta. Por meio do método proposto, foi possível melhorar o perfil de tensão dos sistemas de distribuição e reduzir o número de cenários que violam alguma restrição técnica.

Palavras-chave: Capacidade de acomodação, Geração Distribuída, Otimização por Enxame de Partículas, Simulação de Monte Carlo, sistemas de distribuição baixa tensão.

ABSTRACT

Nowadays, there is a growth in integration of small-scale photovoltaic (PV) modules to low voltage (LV) distribution systems. In this respect, several benefits can be observed from this new scenario, such as reduced distribution and transmission losses, lower polluting gas emissions and improved power quality and reliability. However, if this integration is not properly planned some power quality operational constraints can be violated such as over/undervoltage, voltage unbalance and overload of transformers. Thus, it is important to relate these power quality indicators to the system PV hosting capacity, aiming to reach correct operation of the distribution system, even for high penetration level of PV modules. Therefore, in this work, Particle Swarm Optimization (PSO) was used with the purpose of maximizing the PV hosting capacity of LV distribution systems, through the optimized adjustment of the PV systems power factor, based on the reactive power capability presented in the Standard IEEE 1547-2018. It is worth mentioning that this study was carried out taking a probabilistic approach into account, through the Monte Carlo Simulation, due to the stochastic characteristic of several variables present in the optimization model, such as the load, irradiance and PV system location and size. The IEEE European LV Test Feeder and a real system from the city of Salvador were adopted to validate the proposed methodology. Through the proposed method, it was possible to improve the voltage profile of the distribution systems and reduce the number of scenarios which violate any technical constraint.

Keywords: Distributed Generation, hosting capacity, low voltage distribution systems, Monte Carlo Simulation, Particle Swarm Optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de capacidade da Geração Distribuída (GD) que operam na Categoria A.	30
Figura 2 – Curva de capacidade da GD que operam na Categoria B.	31
Figura 3 – Geração de energia elétrica baseada em sistemas fotovoltaicos.	32
Figura 4 – Fluxograma geral do algoritmo proposto.	43
Figura 5 – Limites do fator de potência da GD com base na norma <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> (IEEE) 1547-2018.	48
Figura 6 – Etapas do algoritmo de otimização.	49
Figura 7 – Sistema Europeu de teste do IEEE de baixa tensão.	51
Figura 8 – Perfil de irradiação solar durante 24 h em uma cidade localizada no Nordeste brasileiro.	52
Figura 9 – Capacidade de acomodação fotovoltaica nos sistemas de Baixa Tensão (BT), considerando (a) $V_S=0,95 \text{ pu}$, $V_S=0,97 \text{ pu}$, $V_S=1,00 \text{ pu}$ (b) $V_S=1,03 \text{ pu}$, $V_S=1,05 \text{ pu}$	53
Figura 10 – Perfil de tensão para o sistema de BT com $V_S=0,95 \text{ pu}$ considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	54
Figura 11 – Perfil de tensão para o sistema de BT com $V_S=0,97 \text{ pu}$ considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	54
Figura 12 – Perfil de tensão para o sistema de BT com $V_S=1,00 \text{ pu}$ considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	54
Figura 13 – Perfil de tensão para o sistema de BT com $V_S=1,03 \text{ pu}$ considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	55
Figura 14 – Perfil de tensão para o sistema BT com $V_S=1,05 \text{ pu}$ considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	55
Figura 15 – Exemplos de alocação aleatória de sistemas fotovoltaicos no Sistema Europeu de teste do IEEE de baixa tensão.	56
Figura 16 – Perfil de tensão para o sistema de BT para o Caso 1 considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	57
Figura 17 – Perfil de tensão para o sistema de BT para o Caso 2 considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	57
Figura 18 – Perfil de tensão para o sistema de BT para o Caso 3 considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	57
Figura 19 – Representação do sistema de distribuição real.	58
Figura 20 – Perfil de carga durante 24 h no estado da Bahia (Brasil).	60
Figura 21 – Perfil de tensão de sistema de BT com 30% dos clientes com geradores instalados, considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	60

Figura 22 – Capacidade de acomodação fotovoltaica de BT com 30% dos clientes com geradores instalados, considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	61
Figura 23 – Perfil de tensão de sistema de BT com 70% dos clientes com geradores instalados, considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	62
Figura 24 – Capacidade de acomodação fotovoltaica de BT com 70% dos clientes com geradores instalados, considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.	63
Figura 25 – Exemplos de alocação aleatória de sistemas fotovoltaicos no Sistema de distribuição real.	64
Figura 26 – Perfil de tensão para o sistema real de BT para o Caso 1 considerando um nível de penetração de 60% e (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado. .	65
Figura 27 – Perfil de tensão para o sistema real de BT para o Caso 1 considerando um nível de penetração de 100% e (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado. .	65
Figura 28 – Perfil de tensão para o sistema real de BT para o Caso 2 considerando um nível de penetração de 60% e (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado. .	66
Figura 29 – Perfil de tensão para o sistema real de BT para o Caso 2 considerando um nível de penetração de 100% e (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado. .	66
Figura 30 – Sistema elétrico fictício com n barras.	78
Figura 31 – Rede Genérica com três componentes.	80
Figura 32 – Fluxograma do processo de solução iterativa presente no <i>software Open Electric Power Distribution System Simulator (OpenDSS)</i>	82
Figura 33 – Solução iterativa presente no <i>software OpenDSS</i>	83
Figura 34 – Modelo de uma barra com N nós.	83
Figura 35 – Modelo de um terminal com N conectores.	84
Figura 36 – Modelo de um elemento de transporte de energia.	84
Figura 37 – Modelo de um elemento de conversão de energia com N conectores. .	85
Figura 38 – Modelo de um sistema fotovoltaico.	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Síntese bibliográfica dos métodos propostos para avaliação da capacidade de acomodação de GD e soluções propostas para maximização.	26
Tabela 2 – Variáveis de entrada para cada nível de penetração de GD (Parte 1). .	44
Tabela 3 – Variáveis de entrada para cada nível de penetração de GD (Parte 2). .	45
Tabela 4 – Características da rede de BT.	59

Lista de abreviaturas e siglas

AG Algoritmo Genético

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

AT Alta Tensão

BT Baixa Tensão

COM Component Object Model

GD Geração Distribuída

IEA International Energy Agency

IEEE Institute of Electrical and Electronic Engineers

MT Média Tensão

OLTC On Load Tap Change

OpenDSS Open Electric Power Distribution System Simulator

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PSO Particle Swarm Optimization

QEE Qualidade da Energia Elétrica

SC Cuckoo Search

SEP Sistema Elétrico de Potência

SIN Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	MOTIVAÇÃO	14
1.2	OBJETIVOS	15
1.3	CONTRIBUIÇÕES	16
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	IMPACTOS DA GD NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	18
2.2	SOLUÇÕES APRESENTADAS NA LITERATURA PARA O PROBLEMA	19
2.3	TRABALHOS CORRELATOS	22
2.3.1	Síntese Bibliográfica	25
2.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	25
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	27
3.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	27
3.1.1	Norma IEEE Std 1547 (2018)	29
3.1.2	Geração Fotovoltaica	32
3.2	FLUXO DE POTÊNCIA	33
3.3	CAPACIDADE DE ACOMODAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	34
3.3.1	Simulação de Monte Carlo	35
3.3.2	Nível de Penetração	36
3.3.3	Regulação de Tensão	37
3.3.3.1	Nível de Tensão	37
3.4	ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO	38
3.4.1	Otimização por Enxame de Partículas	38
3.4.1.1	Modificação do Método de Otimização por Enxame de Partículas	40
3.5	CONCLUSÕES PARCIAIS	40
4	METODOLOGIA PROPOSTA	42
4.1	ALGORITMO PROPOSTO	42
4.1.1	1ª Etapa: Definição das condições iniciais de teste	42
4.1.2	2ª Etapa: Avaliação da violação das restrições técnicas relacionadas à QEE	44
4.1.3	3ª Etapa: Otimização do sistema de distribuição	46
4.1.4	4ª Etapa: Verificar índices da Qualidade da Energia Elétrica (QEE)	46
4.2	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	46
4.3	PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO	47
4.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	50
5	RESULTADOS	51

5.1	SISTEMA EUROPEU DE TESTE DO IEEE de BAIXA TENSÃO	51
5.2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL DE BAIXA TENSÃO	58
6	CONCLUSÕES	68
6.1	TRABALHOS FUTUROS	69
6.2	TRABALHOS DESENVOLVIDOS	69
 REFERÊNCIAS		 70
APÊNDICE A Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS		78
A.1	Principais Elementos do OpenDSS	83
A.1.1	Barra	83
A.1.2	Terminal	83
A.1.3	Elemento de Transporte de Energia (PD)	84
A.1.4	Elemento de Conversão de Energia (PC)	84
A.1.5	Sistema Fotovoltaico	85

Capítulo 1

Introdução

Devido aos aspectos ambientais e à elevação dos custos relacionados à geração de energia elétrica, em virtude das perdas elétricas na transmissão e na distribuição, além do acionamento das usinas termelétricas, surge a necessidade de políticas públicas que estimulem a expansão de novas tecnologias, como a GD, já bem difundida no cenário internacional (VIRAL; KHATOD, 2012). A GD é caracterizada pela inserção de geradores de pequeno porte, geralmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica, conectada diretamente na rede de distribuição da concessionária ou ao consumidor (VIRAL; KHATOD, 2012; ANEEL, 2016).

Além disso, a utilização desse tipo de geração resulta na alteração da concepção tradicional dos Sistema Elétrico de Potência (SEP), os quais funcionam tradicionalmente com geração centralizada de energia elétrica, ou seja, a rede elétrica supre a demanda transportando energia desde os sistemas de geração até os sistemas de distribuição (SARMIENTO, 2016). Em virtude da proximidade desses geradores com as unidades consumidoras, a inserção da GD oferece diferentes benefícios na operação em sistemas de distribuição de energia elétrica, dentre eles: a redução das perdas, a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada, o aumento da confiabilidade e da QEE, além da diversificação da matriz energética (CHIRADEJA, 2005; VARGAS *et al.*, 2018).

Dessa forma, devido aos benefícios gerados pela integração da GD nos sistemas elétricos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou a Resolução Normativa nº 482/2012, de modo a definir a regulamentação sobre geradores distribuídos de pequena escala, o qual ajudou a impulsionar a instalação da GD no Brasil (ANEEL, 2012; TORQUATO *et al.*, 2018). Posteriormente, visando reestruturar a resolução supracitada, foi criada a Resolução Normativa nº 687/2015, o que possibilitou a ampliação de novos nichos de consumidores e novas modalidades de negócios, além de diminuir o processo burocrático para a inserção das centrais geradoras junto às concessionárias de energia elétrica, o que consequentemente, permitiu um crescimento expressivo de GD nas redes de distribuição (ANEEL, 2015; SOARES, 2019).

Nesse seguimento, no ano de 2019, a ANEEL realizou a Consulta Pública nº 025/2019 que buscava uma atualização das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída, o que poderia promover uma alteração na Resolução Normativa nº 482/2012,

além da Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Como resultado, todo setor elétrico brasileiro poderia ser alterado de forma direta ou indireta, tanto no que tange a geração de eletricidade quanto ao consumidor final (ANEEL, 2019).

Ademais, a GD apresentou um crescimento expressivo no cenário nacional. No ano de 2020, a geração fotovoltaica apresentou um crescimento de 61,54% em relação ao ano anterior. Enquanto, a fonte eólica apresentou um crescimento de 1,89% e o gás natural com 4,28%. Com relação à micro e mini geração distribuída, ocorreu um aumento de 137% em 2020 em relação ao ano anterior, passando de 2226 para 5269 GWh, sendo a solar com maior participação na geração, com 90,41 % (EPE, 2021).

Nesse contexto, fica evidente que a geração fotovoltaica se destaca no Brasil, principalmente porque, esse tipo de geração emite baixos ruídos, os impactos ambientais são reduzidos e, por ser oriunda do sol, possui uma grande disponibilidade de energia primária (MENDES, 2018; PINTO *et al.*, 2016). Outrossim, o Brasil possui grande potencial fotovoltaico, com alta incidência solar principalmente no verão, que coincide com os máximos valores de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), contribuindo para a redução dos picos de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) (MARTINS *et al.*, 2017). Contudo, essa crescente inserção da geração fotovoltaica na matriz elétrica resulta em alguns desafios para o sistema elétrico, como a maior complexidade no planejamento e na operação do sistema (VARGAS *et al.*, 2018).

1.1 MOTIVAÇÃO

A elevação do nível de penetração da GD pode causar alguns problemas para as concessionárias, caso os níveis ultrapassem os limites operacionais dos sistemas elétricos de potência (MOHAMMADI; MEHRAEEN, 2017; BALLANTI *et al.*, 2013; CHAUDHARY; RIZWAN, 2018; MULENGA *et al.*, 2020). Assim, torna-se necessário a incorporação de novas metodologias de operação e de planejamento, para que desse modo, as concessionárias possam identificar possíveis problemas técnicos e garantir a operação normal do sistema mesmo para elevados níveis de penetração de GD (ISMAEL *et al.*, 2019; MULENGA; BOLLEN, 2018).

Na atualidade, diversos autores, como é o caso de Kim (2017), Abu-Mouti e El-Hawary (2011), Giacomini (2020), Zanin *et al.* (2018) e Oliveira (2018), têm realizado estudos que visam indicar a melhor localização e potência nominal de geradores distribuídos no sistema de distribuição. Nesses trabalhos, costuma-se utilizar técnicas de otimização heurística que buscam minimizar alguma variável do sistema, como as perdas elétricas, o desvio de tensão e os custos de operação. Nessas análises são consideradas as restrições operacionais e físicas do sistema elétrico e dos geradores, as quais viabilizam

uma inserção segura da GD.

Vale salientar que esses trabalhos de alocação de GD citados anteriormente, consideram sistemas de distribuição de Média Tensão (MT), visto que em sistemas de BT cada consumidor tem a autonomia de definir se vai instalar um gerador distribuído em sua unidade consumidora e qual será sua potência nominal, respeitando as normas da concessionária de energia.

Dessa forma, alguns autores têm buscado implementar metodologias que avaliem e quantifiquem os impactos da integração de GD em sistemas de distribuição de BT, em que destacam as principais restrições operacionais violadas no momento em que esses geradores são inseridos na rede elétrica (TORQUATO *et al.*, 2018; SARMIENTO *et al.*, 2016; SARMIENTO, 2016; MULENGA *et al.*, 2020; KHOSHKBAR-SADIGH; SMEDLEY, 2015).

Contudo, ainda existe uma lacuna em relação às metodologias que visam aumentar a capacidade máxima de acomodação de GD em sistemas de BT, através da minimização dos impactos negativos provocados pela instalação da GD. Outrossim, devido à impossibilidade de prever a localização e a potência nominal de cada gerador no sistema de distribuição de BT, é imprescindível utilizar métodos probabilísticos capazes de considerar a natureza estocástica dessas variáveis.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho visa avaliar e quantificar a capacidade de acomodação de GD, baseada em sistemas fotovoltaicos, em sistemas de distribuição de BT, além de utilizar a Otimização por Enxame de Partículas (do inglês, *Particle Swarm Optimization* (PSO)) com a finalidade de maximizar essa capacidade de acomodação.

Os objetivos específicos do trabalho apresentados nesta dissertação podem ser pontuados da seguinte forma:

- Desenvolver uma abordagem probabilística através da Simulação de Monte Carlo para avaliar os impactos gerados pela inserção de GD no sistema de BT;
- Avaliar aspectos relacionados à QEE, como, por exemplo, a regulação de tensão, mais especificamente a sobretensão e a subtensão;
- Desenvolver o modelo de otimização dos problemas relacionados à capacidade máxima de acomodação de GD em um sistema de BT, considerando a função objetivo, dada pelo número de cenários aleatórios que violam os limites operacionais
- Implementar o Método do PSO no problema de otimização, com o propósito de obter soluções otimizadas.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Tem-se a seguir as principais contribuições desta pesquisa:

- Este estudo considerou uma abordagem probabilística que é capaz de considerar a incerteza associada a algumas variáveis, como localização e potência nominal dos geradores fotovoltaicos, consumo de carga e perfil de irradiância;
- Foi proposta uma metodologia simples utilizando o PSO, que é um algoritmo de otimização baseado em meta-heurística, capaz de maximizar a capacidade de acomodação de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição de BT analisado.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Esta dissertação foi dividida em seis capítulos ordenados de forma semelhante ao desenvolvimento da pesquisa. Inicialmente, neste capítulo introdutório foram apresentados: uma contextualização do tema, as principais motivações e justificativa para o desenvolvimento deste trabalho, os objetivos gerais e específicos, além das principais contribuições do estudo.

Ademais, no Capítulo 2 é elaborada uma revisão bibliográfica sobre os principais estudos relacionados à inserção de GD na rede de distribuição de BT. Nesse contexto, são explicitados os principais temas relacionados ao objeto de estudo dessa pesquisa. Assim, é discorrido acerca de trabalhos que abrangem os impactos produzidos pela conexão de geradores fotovoltaicos nas redes de distribuição, bem como, é realizada uma avaliação referente à QEE e a capacidade de acomodação de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição, além de propostas a respeito da melhoria desses cenários.

No Capítulo 3 é explicitada uma fundamentação teórica dos conceitos utilizados para o desenvolvimento desta dissertação, como os aspectos mais relevantes a respeito da GD no Brasil e suas contribuições nesse cenário, enfatizando a geração fotovoltaica; é definido conceito de fluxo de potência e apresentado o *software* OpenDSS; são discutidos importantes definições relacionados à capacidade máxima de penetração de sistemas fotovoltaicos em redes de BT, além de aspectos relacionados à Simulação de Monte Carlo e sobre os limites referentes à regulação de tensão em redes de distribuição; e por fim é ilustrado o princípio de funcionamento do Método do PSO.

No Capítulo 4 estão presentes as ferramentas utilizadas para realização da pesquisa. Nesse sentido, foi abordado o método para avaliar a capacidade de acomodação dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição. Dessa forma, foi descrita a Simulação de Monte Carlo, que consiste na técnica empregada para definir a carga demandada pela unidade consumidora, a potência e localização dos sistemas fotovoltaicos e os perfis

de irradiância e carga. Por fim, a formulação do problema de otimização abordado nesse trabalho é exposta, que consiste na maximização da capacidade de penetração de sistemas fotovoltaicos. Assim, destaca-se que o modelo de otimização inclui a função objetivo, dada pelo número de cenários aleatórios que violam os limites operacionais, e a restrição do problema.

No Capítulo 5 estão presentes os sistemas de distribuição utilizados para avaliar o modelo de otimização proposto, além das curvas de irradiância e carga. Esse capítulo também contempla os resultados obtidos, destacando os efeitos relacionados à regulação de tensão. Além disso, é possível notar os resultados referentes à Simulação de Monte Carlo. No Capítulo 6 são abordadas as principais conclusões obtidas a partir dos resultados alcançados. Além disso, propostas para trabalhos futuros que dão prosseguimento a essa linha de pesquisa são apresentadas, além dos trabalhos desenvolvidos.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Para o desenvolvimento da pesquisa, uma análise minuciosa do estado da arte foi realizada em relação ao tema da integração de Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição. Devido ao aumento da instalação desses geradores em sistemas de distribuição de Baixa Tensão (BT), surge a necessidade de compreender melhor as consequências dessa integração. Diante disso, um levantamento dos estudos relacionados aos efeitos referentes à Qualidade da Energia Elétrica (QEE), além de possíveis soluções para minimização dos problemas ocasionados pela inserção dos painéis fotovoltaicos foram realizados.

2.1 IMPACTOS DA GD NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Dias *et al.* (2005) apresentam um panorama referente à GD no Brasil, evidenciando as oportunidades da integração desse tipo de geração nas redes de distribuição, como: a postergação de investimentos, a redução das perdas elétricas, a melhoria do nível de tensão, entre outras. Em contrapartida, discutem algumas dificuldades relacionados à GD no Brasil, como é o caso das questões regulatórias, os custos das tecnologias, os procedimentos de proteção e de operação, etc. Já Benedito (2009) define a geração fotovoltaica no Brasil a partir de aspectos técnicos, econômicos e regulatórios. Dessa forma, verifica-se a geração a partir da energia solar, como uma alternativa para a expansão da oferta de eletricidade, principalmente porque, o país detém em abundância desse tipo de fonte.

É importante notar que os trabalhos citados foram realizados antes das publicações das Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015; e por esse motivo, os autores destacam a necessidade da regulamentação para inserção da GD nas redes de distribuição. No entanto, é evidente que já era perceptível as contribuições da geração descentralizada nos sistemas de distribuição. Além disso, as questões relacionadas aos custos das tecnologias, os procedimentos de proteção e de operação ainda são pontos importantes a serem avaliados.

Blaabjerg *et al.* (2017) fornecem uma visão geral das tecnologias empregadas para geração de energia elétrica através de sistemas eólicos e fotovoltaicos. Além disso, estratégias de controle foram revisadas, evidenciando os benefícios acerca da utilização de GD nos sistemas de distribuição, como, por exemplo, o aumento da confiabilidade,

desempenho e resiliência de toda a rede. Por fim, as técnicas empregadas na proteção dos sistemas de distribuição foram discutidas, ressaltando-se que a GD pode auxiliar na restauração do sistema, caso haja alguma interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Por outro lado, Vargas (2018) e Mendes (2018) avaliam os impactos da elevada penetração de sistemas fotovoltaicos na proteção de sobrecorrente em uma rede de distribuição, de acordo ao tipo de falta e à sua localização em relação aos elementos de proteção. Os autores verificaram que os resultados indicam uma tendência a problemas na coordenação dos sistemas de proteção. Dessa forma, a GD pode impactar diretamente na coordenação da proteção de sobrecorrente de um alimentador, visto que estes normalmente não consideram a reversão de potência provocado por este tipo de geração.

Cunha (2019) investiga os impactos da inserção de microgeradores nas redes de BT, ressaltando aspectos relacionados à QEE de consumidores residenciais, comerciais e industriais. Além disso, o autor destaca os impactos que algumas perturbações na rede elétrica, tipicamente ocasionadas por curtos-circuitos, geram em sistemas de distribuição que possuem microgeradores instalados, sendo possível destacar: os afundamentos de tensão e as interrupções de curta e longa duração, além dos impactos sobre as paradas de processos produtivos. Assim, foi possível avaliar as perdas financeiras associadas às interrupções involuntárias.

Embora a inserção de GD nos sistemas de distribuição apresente diversas vantagens, caso não seja feito um planejamento de forma adequada, podem surgir problemas relacionados à flutuação da potência ativa em função da disponibilidade da fonte primária, além de uma maior complexidade nos procedimentos de proteção, uma vez que os dispositivos de proteção podem operar de forma inadequada, apresentando alguns problemas, como: a operação indevida dos dispositivos de proteção; a falta de coordenação entre religador-religador, fusível-fusível ou religador-fusível; a redução do alcance das proteções de distância, entre outros (FERRAZ *et al.*, 2020).

2.2 SOLUÇÕES APRESENTADAS NA LITERATURA PARA O PROBLEMA

Haque e Wolfs (2016) realizaram uma revisão bibliográfica a respeito dos impactos negativos gerados pelo alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição, destacando que os problemas com regulação e desequilíbrio de tensão e fluxo de potência reverso são os mais comuns. Além disso, os autores abordam possíveis medidas para mitigar esses impactos, como a troca dos condutores da rede elétrica, a utilização de transformadores com *tap* variável e a inserção de bancos de capacitores. Por fim, são mencionadas algumas medidas de mitigação emergentes, como,

por exemplo, o controle do fornecimento de potência reativa dos inversores associados aos painéis fotovoltaicos, à instalação de sistemas de armazenamento de energia e ao controle coordenado entre os equipamentos das concessionárias e da GD.

Através da revisão bibliográfica realizada no artigo, o autor concluiu que ainda existem algumas lacunas nas metodologias propostas. Primeiramente, as soluções comercialmente apresentadas, do ponto de vista econômico, tornam-se pouco atrativas e ainda não são completamente eficazes em avaliar os problemas relacionados à elevada penetração de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição. Enquanto, os métodos emergentes, embora sejam mais eficazes, quando comparados às soluções comerciais, podem apresentar restrições relacionadas aos padrões aplicáveis na atualidade, além de apresentarem custos elevados para o investimento.

De maneira similar, Chaudhary e Rizwan (2018) fazem uma revisão da literatura considerando o panorama atual da geração solar fotovoltaica e os impactos técnicos da alta penetração de GD no sistema de distribuição, principalmente nos aspectos relacionados aos perfis de corrente e de tensão, QEE, coordenação dos dispositivos de proteção, desequilíbrio de tensão, perdas elétricas, fator de potência, entre outros. Outrossim, são apresentadas técnicas que objetivam minimizar os problemas relacionados à sobretensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica, como é o caso da utilização de sistemas de armazenamento e de tecnologias híbridas. Além disso, o avanço na eletrônica de potência também atenua esses problemas, visto que possibilita o controle de potência ativa e reativa.

Contudo, as soluções propostas pelos autores apresentam alguns pontos que precisam ser reavaliados. No caso dos sistemas de armazenamento, por exemplo, se forem utilizados de maneira concentrada, podem apresentar dificuldades relacionadas ao controle desses sistemas, o que pode contribuir de forma negativa com o desequilíbrio das tensões. No entanto, vale salientar que as tecnologias híbridas promovem aos seus usuários alguns benefícios, como o auto consumo e a auto suficiência, o que possibilita um retorno financeiro às unidades prosumidoras. Sendo o prosumidor um consumidor que também é produtor de energia elétrica (BEZERRA *et al.*, 2016).

Ainda nessa perspectiva, Bezerra *et al.* (2016) abordam os principais fatores que incentivam a integração da GD fotovoltaica nas redes de distribuição, entre eles o baixo impacto ambiental e a diminuição das perdas, assim como os desafios técnicos da inserção da micro e mini geração distribuída conectada a rede elétrica devido à geração fotovoltaica ser caracterizada pela variabilidade e incerteza, o que interfere diretamente na QEE. Por fim, apresentam como uma possível solução para os problemas relacionados à QEE, a utilização de conversores CC/CC, para que dessa forma, seja possível estabilizar a tensão de entrada do inversor de frequência.

Os conversores CC/CC possuem importantes aplicações no aproveitamento de fontes renováveis de energia elétrica e nos veículos elétricos (GARCIA *et al.*, 2010). No caso de sistemas fotovoltaicos, esses conversores podem ser aplicados para alterar o nível de tensão contínua dos painéis fotovoltaicos para o banco de baterias (RIBEIRO, 2011). Dessa forma, a corrente e a tensão aplicadas às baterias são controladas, o que possibilita aumentar sua vida útil e ampliar a eficiência (LEE *et al.*, 2010). Todavia, existem outros aspectos relacionados aos impactos da GD no sistema fotovoltaico a serem considerados.

Chandraratne *et al.* (2018), por exemplo, apresentam os impactos da GD nas redes de distribuição, evidenciando como um desafio para a proteção tradicional, o aumento da corrente de falta. Os autores propõem soluções referentes aos problemas relacionados à proteção dos sistemas elétricos. Assim, sugerem um esquema de proteção adaptativa de sobrecorrente, o qual consiste na modificação das configurações dos dispositivos de proteção, através de sinais de controle, com a finalidade de manter a correta operação desses dispositivos independentemente da topologia do sistema (CHANDRARATNE *et al.*, 2018). Dessa forma, se utilizado de forma adequada o sistema pode ser protegido de qualquer falha, comprovando a eficácia da proteção adaptativa para futuras sobrecorrentes no sistema de energia com a presença desses geradores (CHANDRARATNE *et al.*, 2018).

Os estudos relacionados com os sistemas de proteção das redes elétricas com elevada integração de GD são de grande importância, uma vez que a modificação das correntes de carregamento e curto-circuito pode comprometer a correta operação dos dispositivos de proteção, como os religadores e fusíveis, aumentando custos com manutenção corretiva e reduzindo a confiabilidade e segurança do serviço. No entanto, é necessário considerar que os esquemas propostos pelos autores são fortemente dependentes de infraestruturas de comunicação para atualizar as configurações dos religadores e relés.

Zanin *et al.* (2018) propõem um modelo multiobjetivo de alocação e dimensionamento para auxiliar o planejamento de unidades de GD, considerando aspectos técnicos, financeiros e ambientais. Para análise, o autor utiliza um modelo de otimização baseado em Algoritmo Genético (AG) associado à métrica *Maximin*. Dessa forma, foi possível determinar configurações de alocação e dimensionamento de GD. Nessa perspectiva, Oliveira (2018) propõe a otimização da localização e dimensionamento das unidades de GD, através de um novo algoritmo Busca Cuco (do inglês, *Cuckoo Search* (SC)) que incorpora os benefícios do AG. Além disso, a autora evidencia uma melhora de desempenho em relação ao algoritmo SC original.

Giacomini (2020) aborda o problema de alocação de GD a fim de minimizar os custos relacionados aos investimentos e as perdas elétricas do sistema em condições normais de operação, além de maximizar os benefícios referentes ao meio ambiente.

Para isso, o autor utiliza um modelo de otimização baseado no PSO. Assim, os resultados mostram reduções nas perdas elétricas e nas perdas financeiras, além de melhoria nos índices de emissão de CO₂; dessa forma, a solução apresenta benefícios para as concessionárias de energia elétrica, clientes e meio ambiente.

É possível perceber que muitos estudos têm sido desenvolvidos com a finalidade de otimizar alguns parâmetros do sistema, como as perdas elétricas ou os custos por meio da alocação e do dimensionamento ótimo de GD e respeitando as restrições operacionais e físicas da rede e dos geradores. Contudo, grande parte desses estudos buscam solucionar os problemas da integração de GD nos sistemas de Média Tensão (MT). Com isso, ainda há uma necessidade de desenvolver metodologias que buscam atingir a correta operação de sistemas de BT mesmo com a elevada penetração de GD.

2.3 TRABALHOS CORRELATOS

Mulenga *et al.* (2020) realizam uma revisão bibliográfica sobre três métodos capazes de quantificar a capacidade máxima de penetração de painéis fotovoltaicos em sistemas de BT, são eles: o determinístico, o qual aplica dados de entrada fixos e conhecidos; o estocástico, que possui variáveis aleatórias; e as séries temporais, que utilizam medições do consumo de energia e geração solar fotovoltaica em função do tempo como entrada para os cálculos. São destacadas as vantagens e as desvantagens de cada metodologia abordada em relação ao tempo de processamento e a precisão dos resultados alcançados, devido à influência das incertezas associadas a cada variável e da variação de alguns parâmetros em função do tempo. Ademais, foi abordado que a elevação do perfil de tensão e a sobrecarga dos componentes da rede (como condutores e transformadores) são os índices de desempenho mais utilizados em estudos que realizam a quantificação da capacidade de acomodação de sistemas fotovoltaicos.

O estudo torna-se relevante, pois apresenta possibilidades para trabalhos a serem desenvolvidos no futuro, dado que os autores apresentam uma série de lacunas que precisam ser preenchidas. Além disso, a revisão bibliográfica possibilita aos operadores dos sistemas de distribuição, bem como engenheiros e pesquisadores conhecerem e se atualizarem das diferentes diretrizes sobre a capacidade de penetração dos sistemas fotovoltaicos nas redes. Nessa perspectiva, alguns trabalhos na literatura apresentam estudo que avaliam a máxima capacidade de penetração dos sistemas, propondo soluções para os problemas que tendem a surgir com a inserção da GD nos sistemas de distribuição.

Khoshkbar-Sadigh e Smedley (2015), por exemplo, relatam que um dos principais desafios da integração da geração fotovoltaica na rede elétrica consiste na intermitência do seu ciclo, devido à dependência das condições meteorológicas. Dessa forma, os autores destacam a necessidade de realizar simulações considerando séries temporais

e dados de medição de campo, além de salientar que a taxa de amostragem dos dados de medição tem um papel importante na análise. Isso porque, em um cenário em que a taxa de amostragem apresente alguma inconsistência na sua medição, é possível que pontos de alta variabilidade deixem de ser levados em consideração, o que pode comprometer a correta operação do sistema. Além disso, Navarro-Espinosa e Ochoa (2015b) propõem uma análise probabilística dos impactos causados pela inserção de geradores distribuídos baseados em tecnologias com baixa emissão de carbono em sistemas de distribuição de BT. Para isso, utilizam séries temporais para cargas residenciais com base no comportamento dos clientes.

Os autores implementam as técnicas para estimarem a capacidade de penetração de geradores fotovoltaicos nos sistemas de distribuição e avaliam esses cenários. Assim, é evidenciada a importância da utilização das séries temporais, para que dessa forma os resultados obtidos sejam mais próximos da realidade. Entretanto, os trabalhos não abordam metodologias que visam ampliar a capacidade de inserção de painéis fotovoltaicos no sistema de BT sem que os limites operacionais da rede sejam violados.

Mulenga e Bollen (2018) buscam através do recondutoramento, mitigar possíveis impactos negativos causados pela inserção de GD na rede elétrica, como sobretensão e sobrecarga. Para isso, utilizam uma abordagem baseada no planejamento estocástico e alcançam como resultado uma redução dos problemas citados anteriormente, além do aumento da capacidade de acomodação do sistema. No entanto, Ismael *et al.* (2019) apontam que esta solução nem sempre é viável, já que é necessário levar em consideração os aspectos econômicos e as dificuldades de construção associadas com a substituição dos condutores existentes, principalmente em cidades populosas. Além disso, avaliam como uma solução pertinente para a sobretensão, o controle da potência reativa.

Através dos trabalhos, nota-se que existem alguns critérios mais relevantes e de comum interesse para os operadores dos sistemas de distribuição em relação à máxima penetração de GD, são eles: sobretensão, perda de energia elétrica, qualidade da energia e problemas de proteção. Outrossim, são levantadas sugestões referentes às diferentes técnicas que possibilitam o aumento da máxima penetração de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição, como: o controle de potência reativa, o controle de tensão, a redução de potência ativa, as tecnologias de armazenamento de energia, a reconfiguração e o reforço da rede e técnicas de mitigação de harmônicas.

Etherden e Bollen (2011) apresentam um estudo referente à capacidade de penetração de GD em um sistema de distribuição real, no qual dois métodos que possibilitam a mitigação dos problemas causados são mostrados: o uso de um modelo térmico de linha, que através de informações relacionadas à temperatura ambiente e o aquecimento nas linhas de distribuição calcula o valor máximo de corrente permitido ao longo do tempo; e a redução da potência gerada pelos geradores distribuídos nos momentos em

que o consumo máximo na rede de distribuição coincide com máxima produção. Assim, em ambos os casos, é possível antecipar a coleta, a distribuição e o processamento dos dados de medição de várias partes da rede.

Embora seja possível uma ampliação na inserção de GD na rede de distribuição analisada pelos autores, o estudo apresentou algumas lacunas relacionadas aos fatores limitantes para a ampliação da capacidade máxima de penetração de GD. Assim, percebe-se a necessidade de um modelo de rede abrangente, para que seja possível permitir um estudo simultâneo de todos os limites de capacidade de penetração de GD.

Sarmiento (2016) e Sarmiento *et al.* (2016) apresentam uma abordagem probabilística, que permite estimar a capacidade máxima de penetração de painéis fotovoltaicos em redes de distribuição, utilizando como base um sistema de distribuição do Brasil, onde concluem que a regulação de tensão é o principal fator limitante. Dessa forma, visando ampliar a máxima capacidade de penetração, os autores propõem que os painéis fotovoltaicos operem absorvendo potência reativa e que transformadores capazes de realizar a comutação do *tap* mesmo operando com carga (do inglês, *On Load Tap Change* (OLTC)) sejam implementados no sistema.

Por outra perspectiva, Navarro-Espinosa e Ochoa (2015a) investigam os benefícios técnicos e econômicos do uso de transformadores equipados com tecnologia OLTC diante da alta penetração de painéis fotovoltaicos, e concluem que esses dispositivos apresentam um melhor desempenho para níveis de penetração a partir de 70%. Ainda como alternativa para mitigação de problemas que inviabilizam a elevada integração de GD, Ballanti *et al.* (2013) avaliam os benefícios gerados a partir da absorção de potência reativa por parte dos sistemas fotovoltaicos na capacidade de acomodação dos alimentadores de BT.

Torquato *et al.* (2018) propõem uma análise da capacidade de acomodação fotovoltaica através da Simulação de Monte Carlo em sistemas reais de BT, levando em consideração os limites de tensão, o limite térmico dos condutores e a sobrecarga de transformadores. Nesse estudo, a sobretensão apresentou-se como o impacto mais restritivo da integração dos painéis fotovoltaicos nas redes de distribuição. Além disso, foram avaliados os efeitos na capacidade de acomodação a partir da variação de alguns parâmetros do sistema, como: o fator de potência, a amplitude da tensão no sistema de MT e o nível de carga. Outrossim, dois fatores ligados diretamente à sensibilidade do sistema são estudados: o primeiro refere-se às características da GD não gerenciados diretamente pelas concessionárias, como, por exemplo, a quantidade de painéis fotovoltaicos instalados; já o segundo está relacionado com parâmetros os quais normalmente são gerenciados pelas concessionárias para melhorar a operação do sistema, como a seção dos condutores e o nível de curto-circuito do sistema de MT.

Nos estudos realizados é possível perceber que em termos de impactos técnicos, os limites de tensão foram a principal limitação para a capacidade máxima de penetração. Além disso, a absorção de potência reativa por parte dos geradores fotovoltaicos foi avaliada como uma técnica para aumentar a inserção de painéis fotovoltaicos nos sistemas de distribuição, fazendo com que haja uma melhora do perfil de tensão. Contudo, as perdas elétricas são aumentadas, havendo a necessidade de um maior fluxo de corrente pelos condutores, o que poderia sobrecarregar as linhas, e ainda há uma diminuição da potência ativa, que pode ser injetada pelos geradores fotovoltaicos.

2.3.1 Síntese Bibliográfica

Um resumo da revisão bibliográfica das principais técnicas de estimação da capacidade de acomodação de GD nos sistemas de distribuição é apresentado na Tabela 1. Para fins comparativos, utilizaram-se os seguintes pontos:

- Alimentador utilizado para validar a metodologia proposta pelos autores;
- Soluções propostas para reduzir os impactos negativos causados pela elevada integração de GD em redes de distribuição;
- Realização de testes para validação das propostas realizadas;
- Principais limitações dos trabalhos.

2.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Ao longo desse capítulo foram apresentadas contribuições de diversos autores para fundamentação dos capítulos subsequentes desse trabalho. Dessa forma, destacam-se algumas das metodologias presentes na literatura para resolução dos problemas relacionados à integração de GD nos sistemas de distribuição, evidenciando seus principais limitadores. Além disso, são apresentadas algumas lacunas nas pesquisas, sendo que parte dessas lacunas serão solucionadas nesta dissertação e podem ser resolvidas em trabalhos futuros. A partir da revisão bibliográfica, é necessário abordar os principais conceitos e definições necessárias para o desenvolvimento dessa pesquisa, presentes no Capítulo 3.

Tabela 1 – Síntese bibliográfica dos métodos propostos para avaliação da capacidade de acomodação de GD e soluções propostas para maximização.

Autor	Alimentador Utilizado	Soluções Propostas	Teste	Limitações
Khoshkbar-Sadigh e Smedley (2015)	Alimentador de MT	Recondutoramento, uso de baterias, entre outros	Não	Aspectos econômicos
Mullenga e Bollen (2018)	Alimentador de BT	Recondutoramento	Não	Aspectos econômicos
Etherden e Bollen (2011)	Alimentador de MT	Modelo térmico de linha e redução da potência gerada pela GD	Não	Aspectos econômicos, além da redução de potência gerada
Sarmiento (2016)	Alimentador de MT	GD operando com fator de potência indutivo e uso de OLTC	Sim	Aumento dos custos de investimento e operação do sistema
Sarmiento <i>et al.</i> (2016)	Alimentador de MT	GD operando com fator de potência indutivo e uso de OLTC	Sim	Aumento dos custos de investimento e operação do sistema
Navarro-Espinosa e Ochoa (2015a)	Alimentador de BT	Uso de OLTC	Sim	Aumento dos custos de investimento e operação do sistema
Torquato <i>et al.</i> (2018)	Alimentador de BT	Recondutoramento	Não	Aspectos econômicos

Capítulo 3

Fundamentação Teórica

Neste capítulo serão abordados os conceitos mais relevantes para o desenvolvimento desta dissertação, dentre eles a inserção da Geração Distribuída (GD) no Brasil e suas contribuições nesse cenário, enfatizando a geração fotovoltaica. Além disso, são apresentadas definições importantes da resolução do fluxo de potência no *software* OpenDSS e a respeito da capacidade máxima de penetração de sistemas fotovoltaicos em sistemas de distribuição, além de definições importantes sobre a fundamentação da Otimização por Enxame de Partículas (PSO).

3.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No Brasil, observa-se uma grande representatividade de energia renovável hidrelétrica, contando com uma ampla participação dessa fonte em sua matriz energética. Contudo, deve-se salientar que a intermitência do ciclo hidrográfico nacional prejudica a produção de energia elétrica em alguns períodos do ano, necessitando ativar outros tipos de usinas para suprir a demanda nacional, como é o caso das termoeletricas (AZEVEDO, 2016). Nesse contexto, nos anos de 2014 e 2021, por exemplo, o setor elétrico brasileiro enfrentou dificuldades devido à escassez de chuvas, que comprometeu o abastecimento de reservatórios das principais centrais hidrelétricas. Assim, as usinas térmicas foram acionadas, fazendo com que houvesse a elevação da tarifa energética (AZEVEDO, 2016). Como alternativa para diminuição das tarifas energéticas, as redes de energia elétrica tradicionais têm sido gradualmente modificadas através da integração de GD (SOCCOL *et al.*, 2016).

Na literatura, existem diversas definições para a GD. A Agência Internacional de Energia (do inglês, *International Energy Agency* (IEA)) define a GD como a produção de energia localizada próxima à unidade consumidora, independente do seu tamanho e proveniente das tecnologias das células a combustíveis, da energia eólica e da energia fotovoltaica (IEA, 2002). Por outro lado, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) conceituam a GD como sendo centrais geradoras de energia elétrica de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada (ANEEL, 2018b).

Dessa forma, a definição e classificação de GD pode levar em consideração o

local de instalação, a potência instalada, a área de atendimento, a tecnologia utilizada, entre outros fatores (ACKERMAN *et al.*, 2001). Além de ser uma área chave para a sustentabilidade e para a geração de energia limpa, a elevação do nível de penetração de GD causa um grande impacto em todo o sistema de transmissão e de distribuição de energia elétrica, uma vez que altera toda a concepção do sistema atual se tornando um tema chave de alta criticidade (LOPES *et al.*, 2015).

Assim, a partir da inserção da GD em sistemas isolados e conectados à rede elétrica, observaram-se diversos benefícios para o sistema elétrico. Pode-se citar: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e de transmissão, o baixo impacto ambiental, a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada, o aumento da confiabilidade e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016). Entretanto, dependendo de sua localização e da sua potência instalada, a GD pode aumentar as correntes de falta, causar oscilações de tensão, interferir nos processos de controle de tensão e diminuir ou aumentar as perdas (OCHOA *et al.*, 2006).

No Brasil, a GD era utilizada exclusivamente para o fornecimento de energia elétrica em sistemas isolados (*off-grid*). Entretanto, em 17 de abril de 2012, com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, a qual prescreve condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*Net Metering*) tornou-se mais comum a utilização da GD conectada com a rede elétrica (*grid-tie*). Desse modo, surgiu a possibilidade do consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

A partir do ano de 2015, a evolução da GD apresentou expressivo crescimento até meados do ano de 2017, com destaque para o ano de 2016, com um aumento de 407% em relação à 2015. Um dos motivos que impulsionou esse crescimento foram as alterações da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL através da Resolução Normativa nº 687/2015, que entrou em vigor em 2015. Além disso, esta resolução modificou os Módulos 1 e 3 do PRODIST (ANEEL, 2017a), que provocou o surgimento das seguintes definições:

- **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis.

veis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

- **Sistema de compensação de energia elétrica:** sistema no qual energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

- **Geração compartilhada:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

- **Autoconsumo remoto:** caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2015).

Essas resoluções simplificam os procedimentos para conexão de geradores distribuídos no sistema de distribuição, permitindo dessa forma, que cada unidade consumidora produza sua própria energia e comercialize o seu excedente em forma de empréstimo para a distribuidora, através do *Net Metering*. Em 2017, Resolução Normativa nº 482/2012 passou por outra modificação, a Resolução Normativa nº 786/2017 (ANEEL, 2017b), que alterou a definição de minigeração distribuída para:

- **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2017b).

Diante disso, em 2017 a micro e minigeração distribuída de energia elétrica apresentou crescimento influenciado por essas ações regulatórias, sendo que o número de conexões chegou a mais de 20 mil instalações, com atendimento a 30 mil unidades consumidoras (ANEEL, 2018a). Esse tipo de geração chegou a representar uma potência instalada de 247,30 MW, suficiente para atender 367 mil residências. Tais movimentos, podem ser considerados como um marco regulatório da GD no Brasil, consolidando essa nova modalidade de geração (ANEEL, 2018a).

3.1.1 Norma IEEE Std 1547 (2018)

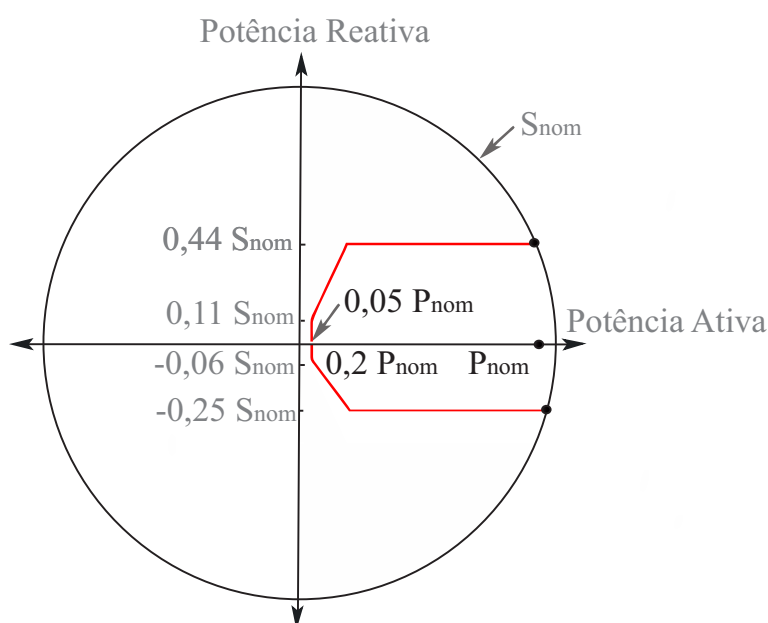
Além dos conceitos apresentados na Seção 3.1, a norma IEEE Std 1547 (2018), define GD como uma fonte de energia elétrica que não está ligada a grandes centrais geradoras, podendo incluir geradores e sistemas de armazenamento, que são capazes de fornecer potência ativa para a rede elétrica. Essa norma fornece os requisitos relevantes

para o desempenho, operação, teste, considerações de segurança e manutenção da GD, que pode ser baseada em máquinas síncronas, máquinas de indução ou inversores de potência. Além disso, a norma IEEE Std 1547 evidencia especificações técnicas e testes de interconexão e interoperabilidade entre o sistema elétrico de potência e as unidades de GD.

Nesse sentido, essa norma apresenta os requisitos de controle de potência ativa e reativa dos inversores de potência, dependendo da categoria que esses dispositivos estão operando. Essas categorias são divididas entre Categoria A e Categoria B (IEEE Std 1547, 2018). Para ambas categorias, a potência ativa mínima em estado estacionário corresponde a 5% da potência ativa nominal (P_{nom}) e a capacidade de fornecimento de potência reativa corresponde a 44% da potência aparente nominal da GD (S_{nom}) (IEEE Std 1547, 2018). Contudo, essas categorias podem ser diferenciadas, principalmente pela capacidade máxima de absorver potência reativa. Assim, para a categoria A, a capacidade de absorção de potência reativa corresponde a 25% de S_{nom} , enquanto para a Categoria B, essa capacidade é de 44% da S_{nom} (IEEE Std 1547, 2018).

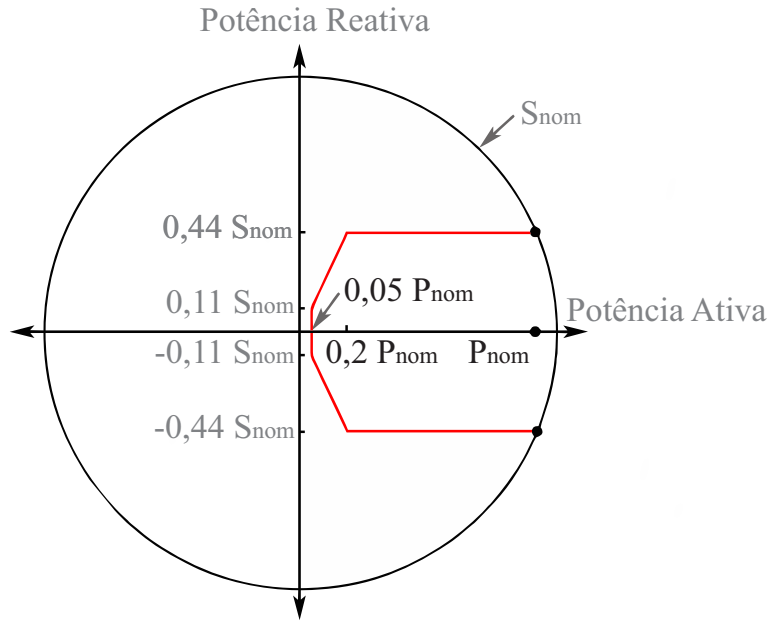
Nas Figuras 1 e 2 são apresentadas as curvas de capacidade dessas categorias. Além disso, as Equações (1) e (2) descrevem algebricamente as similaridades dessas duas categorias, enquanto as Equações (3) e (4) e as Equações (5) e (6) apresentam, algebricamente, as características individuais da Categoria A e da Categoria B, respectivamente.

Figura 1 – Curva de capacidade da GD que operam na Categoria A.



Fonte – Adaptado de IEEE Std 1547 (2018).

Figura 2 – Curva de capacidade da GD que operam na Categoria B.



Fonte – Adaptado de IEEE Std 1547 (2018).

$$(P_{y,g}^{GD})^2 + (Q_{y,g}^{GD})^2 \leq (S_{nom})^2 \quad (1)$$

$$P_{y,g}^{GD} \geq 0,05 S_{nom} \quad (2)$$

$$-0,25 S_{nom} \leq Q_{y,g}^{GD} \leq 0,44 S_{nom} \quad (3)$$

$$-1,27 P_{y,g}^{GD} \leq Q_{y,g}^{GD} \leq 2,2 P_{y,g}^{GD} \quad (4)$$

$$-0,44 S_{nom} \leq Q_{y,g}^{GD} \leq 0,44 S_{nom} \quad (5)$$

$$-2,2 P_{y,g}^{GD} \leq Q_{y,g}^{GD} \leq 2,2 P_{y,g}^{GD} \quad (6)$$

onde $P_{y,g}^{GD}$ é a potência ativa fornecida pela GD e $Q_{y,g}^{GD}$ é a potência reativa fornecida ou consumida pela GD.

Vale salientar, que os requisitos presentes na Categoria B englobam todos os requisitos demandados na Categoria A. Além disso, a norma indica que a GD opere na Categoria B em sistemas que apresentam um alto nível de penetração, ou ainda

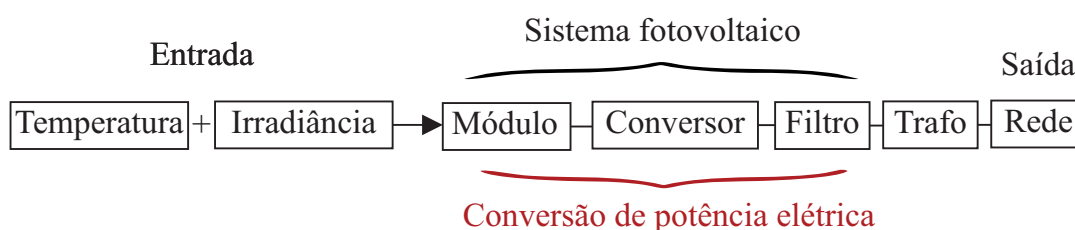
em sistemas de distribuição os quais a potência total da GD está sujeita a grandes e frequentes variações, devido à capacidade adicional de absorver potência reativa.

3.1.2 Geração Fotovoltaica

De acordo com as definições citadas anteriormente, o conceito de GD não restringe o tipo de fonte energética nem a tecnologia a ser utilizada na geração de eletricidade. Entretanto, há uma tendência em se utilizar fontes de energia renováveis como: eólica, biomassa, hidráulica e, principalmente, a solar fotovoltaica. A geração solar fotovoltaica apresenta grande potencial para satisfazer a crescente demanda mundial de energia, devido a diversos fatores, como: o rápido desenvolvimento de tecnologias de células fotovoltaicas, a redução contínua de custos de produção e os avanços na eletrônica de potência (MENDES, 2018).

Outrossim, pelo fato da geração solar explorar o efeito fotovoltaico, que converte a energia do sol em energia elétrica, é possível dispensar conversões mecânicas durante o processo de geração de eletricidade, o que pode provocar uma redução nos custos com manutenção. Na Figura 3 é possível observar o processo de geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos, representados pelo bloco “Módulo”. É importante mencionar que a eletrônica de potência é essencial para um sistema da conversão de energia solar eficiente e confiável, principalmente porque este tipo de geração é altamente dependente de condições ambientais, como, por exemplo: o nível de irradiância solar e a temperatura (BLAABJERG *et al.*, 2017).

Figura 3 – Geração de energia elétrica baseada em sistemas fotovoltaicos.



Fonte – Adaptado de Blaabjerg *et al.* (2017).

Deve-se destacar que aproveitar a energia do sol para gerar eletricidade, é um dos mercados mais promissores no ramo da energia renovável (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017; MENDES, 2018). O crescimento desta forma de geração é uma das mais importantes tendências na indústria de energia atualmente, constatando que a expansão desta fonte nas redes elétricas está sendo um elemento central na transição da concepção clássica para a modernização dos sistemas elétricos (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017; MENDES, 2018). Como consequência disso, observa-se que em 2019 a capacidade de geração de energia renovável mundial apresentou seu maior aumento anual, estimado em

200 GW. Outrossim, a capacidade de energia renovável mundial teve um aumento de aproximadamente 8% em relação a 2018, cerca de 2.588 GW no final do ano (MURDOCK *et al.*, 2020).

Contudo, sabe-se que a inserção de novas fontes geradoras no sistema, como a GD fotovoltaica, causa alterações no desempenho dos alimentadores, sendo que elas podem ser benéficas ou prejudiciais, dependendo do montante inserido. Diante disso, certas condições operativas da rede como fluxo de potência, perfil de tensão, correntes de carregamento, correntes de curto-circuito e perdas elétricas podem ser modificadas (PEPERMANS *et al.*, 2005; WALLING *et al.*, 2008). Isso acontece porque o fluxo de potência do sistema, que usualmente é unidirecional, ou seja, sentido subestação-cargas, pode passar a ser bidirecional (BHISE *et al.*, 2017). Essa mudança pode impactar diretamente na funcionalidade dos elementos da rede, pois esses foram parametrizados para operar em sentido unidirecional e a partir de valores encontrados nos cenários sem GD (HONG *et al.*, 2013).

3.2 FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo do fluxo de potência é essencial na maioria das áreas de estudo dos sistemas elétricos. Através da solução do problema são encontradas as condições em regime permanente do sistema. Atualmente, existem muitos algoritmos capazes de solucionar o problema, sendo que cada um deles apresenta características diferentes, como a modelagem matemática, os critérios de convergência, desempenhos diferentes, entre outros (PAREJA, 2009; MONTICELLI; GARCIA, 2003).

Na etapa de consolidação desta técnica para aplicações nas redes de distribuição, surgiram vários sistemas testes literatura técnica, tais como os alimentadores de teste de 13, 34, 37 e 123 nós do IEEE, os quais apresentam topologias adequadas para aplicações na distribuição primária (KERSTING, 2001). Em contrapartida, ao tratar das redes reais de distribuição, constituídas por MT e BT, notam-se particularidades, que tornam o estudo ainda mais complexo, tais como topologias diversificadas, cargas de natureza distinta, múltiplas conexões, diversos tipos de linhas, agudo desequilíbrio de fases, dentre outros.

Vale salientar que por meio da solução do fluxo de potência determinístico se obtém as condições em regime permanente do sistema elétrico tais como as tensões em todas as barras, os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas, as perdas de potência ativa e reativa nas linhas e nos transformadores, em função da topologia e dos níveis de demanda e geração atuais (GALLEGO; FELTRIN, 2008; PAREJA, 2009). Além disso, os parâmetros do sistema são modelados de forma determinística, ou seja, só admitem valores fixos de demanda e dos parâmetros elétricos dos componentes, além de não

permitirem variações durante o processo de cálculo (BORKOWSKA, 1974; PAREJA, 2009).

Nessa perspectiva, é fundamental que haja o desenvolvimento de ferramentas computacionais que simulem o comportamento do Sistema Elétrico de Potência, uma vez que o planejamento do sistema de distribuição envolve modelagem de equipamentos com controles complexos, que quando simulados requerem diversos cenários (SILVA *et al.*, 2014; MONTENEGRO *et al.*, 2019). Além disso, em problemas que envolvem otimização e alocação de GD é necessária uma ferramenta de solução de fluxo de potência que seja precisa e que apresente rápida convergência, já que é necessário que o fluxo de potência seja resolvido um grande número de vezes.

Diante disso, tem-se o *software* OpenDSS, que permite a realização de estudos referentes à área de sistemas elétricos de distribuição e através da integração das redes elétricas contidas na Base de Dados Geográficos das Distribuidoras, viabiliza cálculos internos ao *software* (MONTENEGRO; DUGAN, 2017; EPRI, 2020). O OpenDSS é um *software* de simulação de Sistemas Elétricos de Distribuição que realiza análise no domínio da frequência a partir da matriz de admitância do circuito, isto é, quando as tensões e as correntes se encontram em regime permanente senoidal. É importante ressaltar, que o método de solução do OpenDSS, diferente dos métodos mais tradicionais, como Newton-Rapshon e Gauss-Seidel, não utiliza diretamente os dados de potência injetadas no sistema (ROCHA; RADATZ, 2018).

Além disso, o *software* possibilita a utilização da interface *Component Object Model* (COM), a qual permite desenvolver e executar novas soluções personalizadas através de programas externos, controlada de forma autônoma de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que caracteriza um circuito. Outrossim, programas como: *Visual Basic for Applications*, Mathworks MatLab, Python, podem controlar o OpenDSS, e algumas suítes de escritório podem ser utilizadas para auxiliar o programador (SEXAUER, 2012). No Apêndice A estão presentes aspectos relacionados a resolução do fluxo de potência no OpenDSS, bem como a descrição dos principais elementos utilizados nesse *software*.

3.3 CAPACIDADE DE ACOMODAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A capacidade de acomodação de sistemas fotovoltaicos (do inglês, *Photovoltaic Hosting Capacity*) é definida como a capacidade máxima de instalação desses geradores distribuídos em um dado circuito de distribuição, sem que haja algum impacto prejudicial no que tange a proteção, a tensão e a QEE (DING *et al.*, 2016). Vale salientar que esta capacidade depende de uma série de parâmetros, tais como as características das unidades de geração, as características da rede, os requisitos das cargas, e os requisitos

associados à qualidade da energia (ETHERDEN; BOLLEN, 2011).

Dessa forma, avaliar os efeitos da integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição, considerando os comportamentos estocásticos da geração e demanda de carga, torna-se imprescindível (LAMBERTI *et al.*, 2015; LIMA *et al.*, 2019). Assim, para que se possa realizar a resolução do fluxo de potência, é necessário conhecer os principais parâmetros da rede analisada para cada intervalo de tempo da simulação, além dos possíveis diferentes cenários (LAMBERTI *et al.*, 2015; LIMA *et al.*, 2019).

Nas Seções 3.3.1 até 3.3.3, são apresentados alguns conceitos necessários para se obter a capacidade máxima de acomodação de sistemas fotovoltaicos em redes de BT. Esses conceitos são dados pela Simulação de Monte Carlo, o nível de penetração de GD e a regulação de tensão.

3.3.1 Simulação de Monte Carlo

O método de Simulação de Monte Carlo trata-se de um processo de geração de números de forma aleatória, que atribui alguma distribuição de probabilidade a fim de avaliar numericamente, de maneira indireta ou artificial, um modelo matemático. Além disso, esse método possibilita a estimação do comportamento de um sistema ou um processo que envolve variáveis estocásticas (PAREJA, 2009; BILLINTON; ALLAN, 1992; LAW *et al.*, 2000; ZAPATA, 2010).

Outrossim, através da aplicação desse método é possível criar um modelo que permita identificar quais variáveis aleatórias podem determinar o comportamento global do sistema (PAREJA, 2009). Assim, de forma genérica, as etapas de resolução do método, consistem em (PAREJA, 2009):

- Inicialmente é necessário especificar quais serão as variáveis e qual o objetivo do problema;
- Em seguida, estima-se a distribuição de probabilidade que melhor descreve o problema;
- Feito isso, é necessário calcular as probabilidades de cada uma das variáveis, gerando um número aleatório;
- Posteriormente, as variáveis são vinculadas ao número aleatório, de acordo com sua probabilidade, realizando as operações especificadas;
- Por fim, a simulação é repetida, até um valor máximo de simulações.

É importante notar que não existe apenas uma única maneira de desenvolver os algoritmos de solução, uma vez que diferentes sistemas e processos têm diferentes

sequências operacionais. Além disso, para o mesmo sistema ou processo, diferentes procedimentos de simulação podem ser desenvolvidos para alcançar os mesmos resultados (ZAPATA, 2010).

Além disso, a Simulação de Monte Carlo baseia-se na lei dos grandes números, que na teoria da probabilidade, descreve o resultado da realização da mesma experiência diversas vezes. Nesse sentido, a média aritmética dos resultados da realização da mesma experiência tende a convergir para valor esperado à medida que o número de experiências aumenta. Em outras palavras, considerando que $u_1, u_2, \dots, u_n$ são variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas com valor esperado μ e que para cada valor de n , $S_n = u_1 + u_2 + \dots + u_n$, a lei dos grandes números afirma que S_n/n é próximo do valor esperado μ para um valor elevado de n (RUBINSTEIN; KROESE, 2016). Assim, é possível representar formalmente a lei dos grandes números através da Equação (7).

$$P \left(\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{S_n}{n} = \mu \right) = 1 \quad (7)$$

na qual P é a probabilidade de um determinado evento ocorrer. Vale ressaltar que a convergência da Simulação de Monte Carlo baseia-se na lei dos grandes números; portanto, é necessário definir um número elevado de simulações para alcançar a convergência do algoritmo.

De acordo com Kroese *et al.* (2014), existem diversos benefícios de utilizar a Simulação de Monte Carlo em estudos que apresentam variáveis aleatórias. Inicialmente, tem-se a facilidade de implementação e elevada eficiência, isso porque os algoritmos de Monte Carlo costumam ser simples, flexíveis e escalonáveis. Dessa forma, é possível codificar o comportamento de um modelo complexo por meio de um conjunto de regras que podem ser implementadas de forma eficiente em um computador, o que torna viável alcançar um modelo muito mais geral em relação aos métodos determinísticos. Além disso, outra característica importante é a aleatoriedade do método, que é fundamental para a simulação de sistemas aleatórios da vida real, visto que permite uma maior exploração das possibilidades existentes. Por fim, existe uma crescente quantidade de estudos científicos que utilizam essa ferramenta, e comprovam a elevada precisão desse método como um estimador e sua alta eficiência.

3.3.2 Nível de Penetração

A rede convencional suporta a instalação de uma determinada quantidade de GD, sem que os limites operacionais do sistema sejam violados. Entretanto, a partir de um determinado nível de penetração de GD no sistema, é necessário propor modificações e ajustes para garantir a correta operação do sistema (SHAYANI, 2010).

Apesar de não haver consenso sobre a definição de nível penetração da GD, na

literatura é possível encontrar algumas definições (SHAYANI, 2010; SARMIENTO, 2016), são elas:

- Percentual da capacidade nominal do alimentador, capacidade instalada de transformação de uma concessionária, potência instalada do parque gerador nacional ou ainda, da potência de uma subestação;
- Percentual da demanda máxima da subestação, do alimentador ou da unidade consumidora;
- Percentual da energia gerada pela geração centralizada;
- Percentual do número de consumidores que possuem GD em relação ao número total de consumidores presentes no sistema.

3.3.3 Regulação de Tensão

A regulação de tensão é uma característica essencial aos sistemas de distribuição (SHAYANI, 2010). Com a utilização da GD, parte da potência requerida pela carga é suprida localmente (SHAYANI, 2010). Dessa forma, a corrente que flui pela rede de distribuição é reduzida, diminuindo a queda de tensão, o que faz com que a GD auxilie na regulação de tensão (SHAYANI, 2010). Contudo, podem ocorrer situações que comprometam a operação adequada do sistema, extrapolando os limites operacionais.

Assim, para uma operação adequada dos sistemas de distribuição, é necessário que as características elétricas estejam dentro de padrões estabelecidos, no caso do Brasil, por meio do Módulo 8 do PRODIST, o qual regulamenta e estabelece indicadores referentes à qualidade da energia. Nesse aspecto, a inserção da GD de forma inadequada, pode contribuir para que limites, no que tange a QEE sejam excedidos.

3.3.3.1 Nível de Tensão

Um dos principais fatores que limitam a capacidade de acomodação de GD no sistema é a sobretensão (MULENGA *et al.*, 2020). Na Equação (8) são apresentados os limites aceitáveis de tensão definidos pelo PRODIST, durante 97% do tempo para sistemas que operam com tensão nominal de 1 kV ou menos. (ANEEL, 2018b; TORQUATO *et al.*, 2018).

$$0,92 \text{ pu} \leq V_T \leq 1,05 \text{ pu} \quad (8)$$

na qual V_T é o equivale à variação da tensão em relação à tensão nominal do sistema.

3.4 ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO

A otimização é uma técnica que apresenta vantagens em processos de tomadas de decisão, uma vez que permite a obtenção de soluções de forma automática por meio de diversos métodos existentes na literatura. Contudo, salienta-se que a solução de um problema de otimização pode ser dificultada em virtude de alguns fatores, como, por exemplo, a dimensão dos sistemas atuais e as não-linearidades associadas à sua modelagem (LUENBERGER *et al.*, 1984).

Assim, encontrar a melhor solução de um problema trata-se da otimização da operação de um sistema, de forma que o resultado seja uma representação que atenda as exigências do comportamento real. Outrossim, é importante notar que a Teoria da Otimização engloba o estudo dos critérios de otimalidade para os problemas, a determinação de métodos de solução, o estudo da estrutura desses métodos e as implementações computacionais em problemas testes e reais (LUENBERGER *et al.*, 1984).

Uma das características da formulação geral de um problema de otimização é a minimização (ou maximização) de um ou mais índices de desempenho, a qual é representada através de uma função objetivo, presente na Equação (9). Outrossim, a função objetivo está sujeita a algumas restrições de igualdade e desigualdade, representadas pelas limitações das variáveis de otimização, presentes na Equação (10) (BAZARAA *et al.*, 2004; LUENBERGER *et al.*, 1984).

$$\text{Min}(x) \tag{9}$$

$$\text{sujeito a : } \begin{cases} g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \tag{10}$$

em que x equivale às variáveis de decisão, $g(x)$ trata-se do vetor de funções das restrições de igualdade e $h(x)$ refere-se ao vetor de funções das restrições de desigualdade.

3.4.1 Otimização por Enxame de Partículas

O PSO baseia-se no comportamento coletivo inteligente de animais como cardume de peixes ou bando de pássaros, introduzido pela primeira vez por Kennedy e Eberhart em 1995 (KENNEDY; EBERHART, 1995; KENNEDY, 1997). De forma similar aos enxames naturais, o PSO possui as características de individualidade e sociabilidade e possui habilidades para: trocar informações entre vizinhos, memorizar uma posição anterior e utilizar informações para a tomada de decisões (SANTOS, 2019). Dessa forma, o PSO é baseado em uma população de indivíduos que conseguem interagir entre si e com o meio ambiente, a partir das propriedades de auto avaliação, comparação e imitação, fazendo

com que os indivíduos sejam capazes de lidar com um número de possíveis situações que o ambiente lhes apresenta (MOTA, 2016).

Além disso, esse algoritmo de otimização consiste em uma técnica meta-heurística, que coordena procedimentos de busca locais de soluções otimizadas, a fim de criar um processo capaz de escapar de mínimos locais e realizar uma busca robusta no espaço de soluções de um determinado problema (GLOVER; KOCHENBERGER, 2003). Nesse caso, o PSO utiliza como base a interação social das aves do grupo cujo pensamento não é apenas pessoal, mas também social para buscar alimentos aleatoriamente na área. Cada pássaro é uma solução única, e cada solução pode ser ilustrada como uma partícula no enxame. Cada partícula se move no espaço de busca para procurar as soluções mais favoráveis. Portanto, cada partícula é especificada por sua posição p_i e velocidade v_i no espaço de busca que são atualizadas com base em suas experiências de aprendizado próprias e de outros membros (WANG *et al.*, 2018; BENVIDI *et al.*, 2017).

A atualização das posições e velocidades de cada partícula pode ser observadas nas Equações (11) e (12), em que $pbest$ é o termo indicador da experiência ou conhecimento individual da partícula, enquanto que $gbest$ é a melhor posição conhecida pelo enxame, ou seja, se refere à experiência coletiva (FIGUEIREDO, 2013).

$$v_i(t+1) = \omega v_i(t) + c_1 r_1 (pbest(i, t) - p_i(t)) + c_2 r_2 (gbest(t) - p_i(t)) \quad (11)$$

$$p_i(t+1) = p_i(t) + v_i(t+1) \quad (12)$$

Ademais, tem-se o coeficiente de inércia, dado por ω em que valores elevados contribuem para uma busca global e para a exploração de novas áreas do espaço de solução; enquanto valores menores de ω favorecem a busca local, o que é interessante quando as partículas estão próximas de uma solução otimizada. Esse termo é importante, pois ele evita que a partícula sofra alterações bruscas na direção de sua velocidade. Dessa forma, se a partícula se movimentava em direção a uma boa região, essa direção não deve ser completamente modificada em virtude da descoberta de um novo líder social (FIGUEIREDO, 2013).

Já c_1 e c_2 referem-se aos coeficientes de aceleração, que consistem, respectivamente, na constante cognitiva e na constante social. Salienta-se que a primeira constante é responsável por armazenar a informação relacionada à melhor posição da partícula. Enquanto a segunda constante trata-se da melhor solução do enxame, responsável por atrair cada partícula para a melhor solução encontrada em sua vizinhança. Por fim, r_1 e r_2 são valores aleatórios retirados de uma distribuição de probabilidade uniforme no intervalo $[0,1]$ (FIGUEIREDO, 2013).

É importante notar que o PSO apresenta um modelo matemático simples cuja estrutura utiliza operadores triviais, apresentando uma rápida convergência e fácil codificação (FIGUEIREDO, 2013; SANTOS, 2019). E por esse motivo, uma das principais vantagens de se utilizar esse algoritmo consiste na redução do tempo de resposta e da utilização dos dados do processador (FIGUEIREDO, 2013). Contudo, existe uma tendência de convergência prematura em ótimos locais (SANTOS, 2019). Diante disso, muitas pesquisas vêm sendo desenvolvidas para aumentar sua eficiência no tratamento de problemas de otimização. Na Seção 3.4.1.1, uma técnica desenvolvida por Spavieri *et al.* (2018) é apresentada. Essa técnica visa um aumento da eficiência do PSO, baseada no peso de inércia ω .

3.4.1.1 Modificação do Método de Otimização por Enxame de Partículas

Um peso de inércia individual adaptativo, proposto por Spavieri *et al.* (2018), é introduzido no algoritmo PSO para tornar a convergência mais rápida e melhorar a solução otimizada. Assim, através do peso de inércia individual adaptativo em cada iteração, é possível realizar uma análise global e uma individual, em que o melhor, o pior e o desempenho individual das partículas são considerados (SPAVIERI *et al.*, 2018). Em outras palavras, o peso de inércia é definido com base na aptidão relativa em comparação com a melhor e a pior aptidão global, conforme apresentado em (13). De acordo com Spavieri *et al.* (2018), uma convergência mais rápida pode ser notada a partir desta modificação.

$$\omega_i^{k+1} = \omega_{min} + (\omega_{max} - \omega_{min}) \frac{f_i^k - f_{worst}^k}{f_{best}^k - f_{worst}^k} \quad (13)$$

na qual: i é a i -ésima partícula; k é a k -ésima iteração; ω_{max} e ω_{min} são, respectivamente, constantes que representam o peso de inércia máximo e mínimo possível; f_{best}^k e f_{worst}^k são, respectivamente, o melhor e o pior valor de aptidão de todo o enxame na k -ésima iteração; e f_i^k é a adequação da i -ésima partícula na k -ésima iteração.

3.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

No decorrer desse capítulo foram apresentadas, de forma sucinta, definições referentes à GD, ao fluxo de potência e à capacidade de acomodação de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição. Para isso, foi necessário descrever os conceitos da Simulação de Monte Carlo, evidenciando a contribuição do método para a estimação do comportamento de um sistema. Assim, torna-se possível avaliar os efeitos da integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuições, visto que o método viabiliza a análise do comportamento estocástico de variáveis aleatórias presentes na formulação do problema.

Nesse contexto, foram apresentadas algumas definições para o nível de penetração de GD, dado que não existe um consenso sobre esse conceito na literatura. Além disso, como alternativa para a maximização da capacidade de acomodação de GD nos sistemas de distribuição, apresentou-se o PSO como um método que permite a busca de uma solução otimizada, sem ficar preso em ótimos locais. Dessa forma, nesse capítulo foi desenvolvido o embasamento teórico que possibilitou o direcionamento da metodologia proposta, presente no Capítulo 4 dessa dissertação, visto que se torna imprescindível avaliar a aplicabilidade dos métodos expostos.

Capítulo 4

Metodologia Proposta

O conhecimento e a aplicação de algumas técnicas e ferramentas são fundamentais para a viabilização do desenvolvimento desta pesquisa. Dessa forma, nesse capítulo são apresentadas uma visão geral do algoritmo proposto, a formulação do problema de otimização e as etapas para a solução desse problema. Além disso, o método da *Particle Swarm Optimization* (PSO) será utilizado para resolução do problema de otimização proposto neste trabalho.

4.1 ALGORITMO PROPOSTO

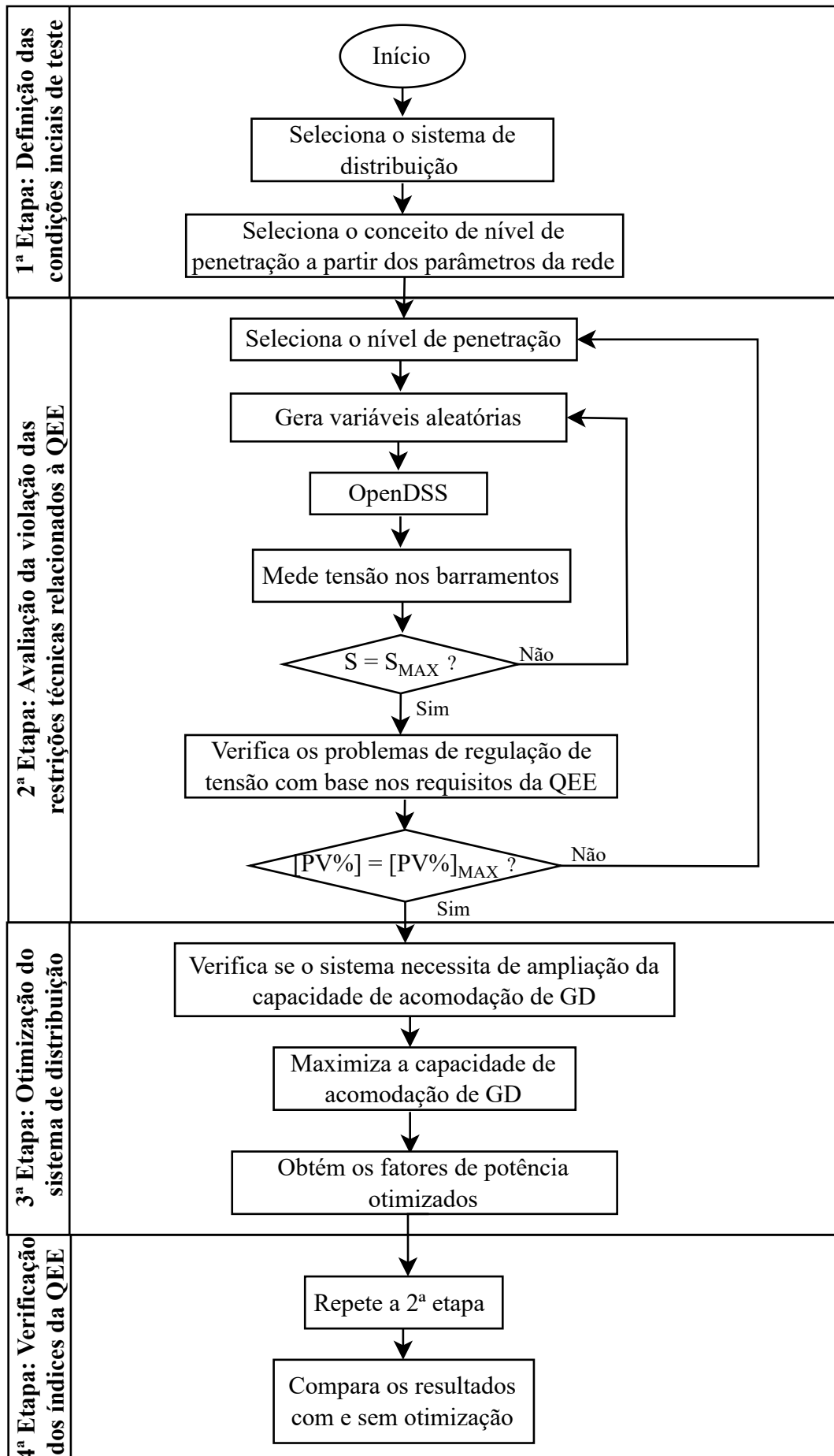
Nesta dissertação, é proposto um método de maximização da capacidade de acomodação de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de BT. Na Figura 4 é apresentado um fluxograma geral do algoritmo proposto com as principais etapas desenvolvidas, que serão detalhadas nas Seções 4.1.1 até 4.1.4.

4.1.1 1ª Etapa: Definição das condições iniciais de teste

Nessa etapa é realizada a seleção da rede elétrica de BT a ser analisada. Inicialmente, foi utilizado o Sistema Europeu de Teste do (IEEE, 2016), que por se tratar de um sistema que já vem sendo utilizado nos processos de validação de modelos e programas, possibilitou a verificação da eficácia da metodologia proposta. Contudo, de modo a se obter uma análise mais próxima da realidade, o algoritmo proposto também foi testado para um Sistema de Distribuição Real, localizado em um distrito do Nordeste brasileiro.

Além disso, nessa etapa é feita a seleção do conceito do nível de penetração usado. Dessa forma, será possível avaliar como o sistema de distribuição se comporta a partir do incremento progressivo da potência gerada pelos módulos fotovoltaicos. É importante notar, que para cada um dos sistemas analisados, foram utilizados conceitos de nível de penetração distintos. Assim, para o Sistema Teste do IEEE, o nível de penetração utilizado baseia-se nos estudos realizados por Sarmiento (2016), Sarmiento *et al.* (2016), Navarro-Espinosa e Ochoa (2015a), Ballanti *et al.* (2013), Ding *et al.* (2016) e Navarro-Espinosa e Ochoa (2015b), onde o nível de penetração é definido pelo percentual de consumidores que possuem GD (C_{GD}) em relação ao número total de consumidores presentes no sistema (C_T), apresentado na Equação (14).

Figura 4 – Fluxograma geral do algoritmo proposto.



$$PV\% = \left(\frac{C_{GD}}{C_T} \right) 100\% \quad (14)$$

Enquanto para o Sistema de Distribuição Real, o nível de penetração aplicado é baseado no estudo realizado por Torquato *et al.* (2018), que o define como a razão entre a potência total dos sistemas fotovoltaicos instalados no alimentador (P_{GD}) e a potência nominal do transformador (P_{NT}), apresentado na Equação (15).

$$PV\% = \left(\frac{P_{GD}}{P_{NT}} \right) 100\% \quad (15)$$

Com isso, é possível verificar se a metodologia proposta nesse trabalho apresenta resultados satisfatórios tanto para diferentes sistemas quanto para várias definições de nível de penetração.

4.1.2 2ª Etapa: Avaliação da violação das restrições técnicas relacionadas à QEE

Nessa etapa, o método gera e testa cenários aleatórios para diferentes níveis de penetração dos módulos fotovoltaicos, considerando a natureza estocástica dos perfis de carga e irradiância e da localização e potência dos sistemas fotovoltaicos. Para isso, utilizou-se a Simulação de Monte Carlo, que consiste em uma metodologia de fácil implementação e elevada eficiência. Destaca-se que as estruturas de repetição, referentes à seleção do nível de penetração e à geração das variáveis aleatórias, se limitam ao valor máximo do nível de penetração adotado na análise (representado por $PV_{MAX}\%$) e à quantidade máxima de simulações de Monte Carlo (representado por $S_{MAX}\%$), respectivamente.

No caso do Sistema Europeu de Teste do IEEE, as variáveis aleatórias são a demanda de carga, o perfil de irradiância, a localização e a potência nominal do sistema fotovoltaico, conforme a Tabela 2. Vale salientar que a potência ativa de cada módulo fotovoltaico depende do nível de carga do cliente onde está instalado (TORQUATO *et al.*, 2018).

Tabela 2 – Variáveis de entrada para cada nível de penetração de GD (Parte 1).

Variável de entrada	Domínio	Critério
Demanda de carga	De 500 até 6000 W	Aleatório
Perfil de irradiância	1096 perfis de irradiância	Aleatório
Potência nominal do sistema fotovoltaico	De 500 até 6000 W	Aleatório
Localização do sistema fotovoltaico	Número de consumidores	Distribuição de probabilidade discreta apresentada em (16)

Analizando a Tabela 2, é possível notar que o consumo da carga, o perfil de irradiância e a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos são escolhidos de maneira aleatória, enquanto a localização da GD é escolhida seguindo a distribuição de probabilidade discreta apresentada na Equação (16).

$$p_i = \left(\frac{S_i^{carga}}{\sum_{c=1}^n S_c^{carga}} \right) 100\% \quad (16)$$

Na Equação (16), observa-se que a probabilidade de um cliente possuir um sistema fotovoltaico (p_i) é diretamente proporcional à sua carga (S_i^{carga}), o que torna a análise mais próxima da realidade, em relação às metodologias que definem a localização da GD aleatoriamente, visto que a integração de GD pode proporcionar mais benefícios financeiros para clientes que possuem uma maior demanda de carga (LEAL *et al.*, 2021).

Por outro lado, para o Sistema de Distribuição Real, as variáveis aleatórias serão consideradas, como: a demanda de carga, o perfil de irradiância e as curvas de carga do sistema fotovoltaico, apresentados na Tabela 3. E de forma similar, a localização da GD é escolhida seguindo a distribuição de probabilidade discreta apresentada na Equação (16).

Tabela 3 – Variáveis de entrada para cada nível de penetração de GD (Parte 2).

Variável de entrada	Domínio	Critério
Demanda de carga	De 40% a 60% da potência nominal do transformador	Aleatório
Perfil de Irradiância	1096 perfis de irradiância	Aleatório
Curvas de Carga	50 curvas de carga	Aleatório
Localização do sistema fotovoltaico	Número de consumidores	Distribuição de probabilidade discreta apresentada em (16)

Ainda nessa etapa, o *software* OpenDSS realiza o cálculo do fluxo de potência para cada cenário gerado. Dessa forma, é possível realizar as medições de tensão de cada barramento do sistema, em cada um dos cenários gerados através da Simulação de Monte Carlo e considerando os diferentes níveis de penetração avaliados. Depois disso, deve-se verificar quais dessas barras apresentam algum problema de regulação de tensão, baseando-se nos requisitos da QEE da ANEEL, conforme a Equação (8). A partir desses resultados é possível avaliar a capacidade de acomodação de módulos fotovoltaicos no sistema de distribuição e obter o perfil de tensão de cada barramento para os níveis de penetração avaliados.

4.1.3 3ª Etapa: Otimização do sistema de distribuição

A partir dos resultados encontrados na 2ª etapa, é verificado se o sistema apresenta necessidade de ampliação da capacidade de acomodação dos módulos fotovoltaicos. Caso seja necessário, o PSO é adotado para maximizar essa capacidade através da minimização dos cenários que violam as restrições operacionais do sistema. Para isso, considerou-se a absorção ou o fornecimento de potência reativa por parte dos sistemas fotovoltaicos, com base na Norma IEEE 1547-2018 (IEEE Std 1547, 2018), com a finalidade de auxiliar na regulação de tensão dos barramentos da rede elétrica. Assim, o método de otimização fornece os valores ótimos dos fatores de potência de cada módulo fotovoltaico presente no alimentador. O processo de maximização da capacidade de acomodação de GD no sistema de distribuição de BT é descrito com detalhes na Seção 4.3.

É importante notar, que nessa etapa o algoritmo do PSO utilizado difere para os dois sistemas analisados. Isso porque, o Sistema de Distribuição Real apresenta uma maior complexidade, do ponto de vista da topologia, parâmetros e condições operativas, quando comparado ao Sistema de Teste do IEEE. Dessa forma, para tornar a convergência mais rápida e melhorar a solução otimizada, um peso de inércia individual adaptativo, proposto por Spavieri *et al.* (2018), é introduzido ao algoritmo.

4.1.4 4ª Etapa: Verificar índices da QEE

A partir dos fatores de potência otimizados, o fluxo de potência é recalculado para cada cenário gerado pela Simulação de Monte Carlo, considerando os diferentes níveis de penetração. Em seguida, deve-se realizar novamente as medições de tensão para cada um dos barramentos, e verificar quais dessas barras apresentam algum problema de regulação de tensão. Com isso, é possível avaliar a capacidade de acomodação de módulos fotovoltaicos no sistema otimizado, e verificar o seu perfil de tensão.

Finalmente, a partir dos resultados alcançados, é importante realizar uma comparação entre o sistema original e o sistema com os fatores de potência otimizados para verificar se houve uma maximização da capacidade de acomodação e uma melhora no perfil de tensão da rede. Dessa forma, torna-se possível concluir se o método proposto nesta pesquisa é eficaz.

4.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Para maximizar a capacidade de acomodação de módulos fotovoltaicos em sistemas de distribuição de BT, foi adotado o algoritmo PSO, por ser um método que apresenta uma fácil implementação e baixo custo computacional. Além disso, é um método de otimização baseado na capacidade das organizações sociais de resolverem problemas complexos relativos às capacidades individuais de seus membros e também

do grupo dinâmica social (KENNEDY; EBERHART, 1995; KENNEDY, 1997). Outrossim, é importante mencionar que as simulações foram realizadas usando um enxame com 15 partículas, considerando que as constantes de aceleração c_1 e c_2 são, respectivamente, 0,2 e 0,6, e que o coeficiente de inércia da partícula w é 2. O número máximo de iterações, considerado neste trabalho, foi 100. Esses parâmetros foram selecionados usando o método de tentativa e erro (LAZZÚS, 2013; SHAKERI *et al.*, 2020). Assim, foram realizados 8 testes antes da definição dos valores aplicados nessa metodologia, podendo dessa forma garantir um bom desempenho do algoritmo, bem como um esforço computacional aceitável.

Além disso, a função objetivo do problema de otimização, apresentada em (17), busca minimizar o número de cenários que violam a restrição técnica (V), relacionada ao nível de tensão, apresentada em (8).

$$FO_{Min} = \sum_{s=1}^{s_m} \sum_{g=10}^{g_m} V \quad (17)$$

na qual, s indica o número de cenários gerados aleatoriamente na Simulação de Monte Carlo, g é o nível de penetração de sistemas fotovoltaicos (em porcentagem) e m representa o valor máximo de cada variável. Ademais, esse problema de otimização baseado em metaheurística, é sujeito a restrição, apresentada na Equação (18), que especifica os limites do fator de potência do sistema fotovoltaico (fp_{PV}).

$$fp_{PV}^{min} \leq fp_{PV} \leq fp_{PV}^{max} \quad (18)$$

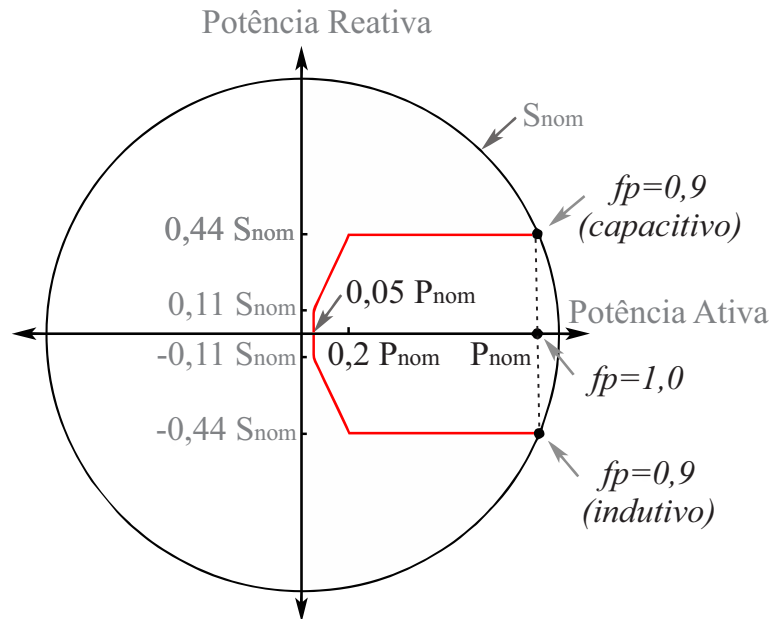
A restrição do fator de potência, representada na Equação (18), foi baseada na capacidade de fornecimento e absorção de potência reativa da GD, representada na Norma IEEE 1547-2018 (IEEE Std 1547, 2018), e apresentada graficamente na Figura 5.

Neste trabalho, considerou-se que o sistema fotovoltaico deve operar com a potência ativa nominal (P_{nom}); portanto, o fator de potência mínimo e máximo (representado por fp na Figura 5) deve ser, respectivamente, 0,9 e 1,0. Deve-se observar que os sistemas fotovoltaicos podem operar absorvendo ou injetando potência reativa, de modo a aumentar a capacidade de acomodação fotovoltaica (TORQUATO *et al.*, 2018; SARMIENTO *et al.*, 2016; BALLANTI *et al.*, 2013).

4.3 PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO

Para ampliar a capacidade de penetração de GD em sistemas de distribuição de energia elétrica, é indispensável implementar uma metodologia que permita estimar a quantidade máxima de geradores que pode ser instalada nas redes de distribuição,

Figura 5 – Limites do fator de potência da GD com base na norma IEEE 1547-2018.



Fonte – Adaptado de IEEE Std 1547 (2018).

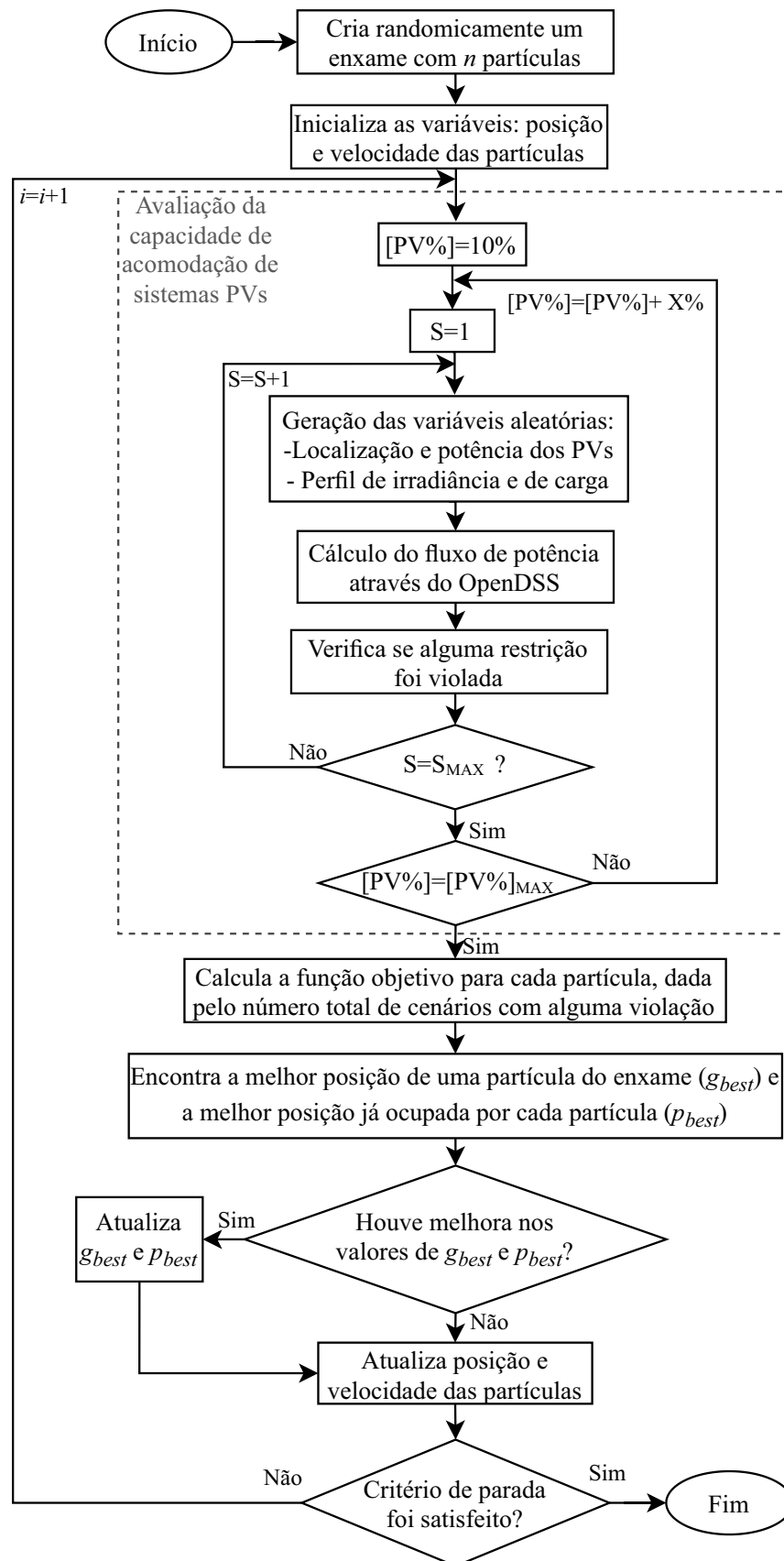
sem que alguma restrição operacional do alimentador seja violada (SARMIENTO, 2016; PAREJA, 2009).

Em um sistema de distribuição BT, por exemplo, existe um grande número de unidades consumidoras de pequena escala e GD instalada, o que associa muitas incertezas às variáveis elétricas do sistema. Dessa forma, os métodos determinísticos são insuficientes para definir a capacidade de acomodação de GD na rede de distribuição (MULENGA *et al.*, 2020). Por esse motivo, neste trabalho foi adotada uma abordagem probabilística, através da Simulação de Monte Carlo, para considerar as incertezas de algumas variáveis, tais como, o consumo da carga, a potência nominal, a localização dos geradores fotovoltaicos e o perfil de geração.

O problema tema desta dissertação consiste em determinar as melhores soluções referentes ao fator de potência de cada sistema fotovoltaico, com a finalidade de maximizar a capacidade de acomodação de GD em sistemas de distribuição de BT. Na Figura 6, é possível observar um fluxograma com as etapas referentes ao algoritmo de otimização.

Inicialmente, é criado um enxame de forma aleatória com uma determinada quantidade de partículas e as variáveis de posição e de velocidade das partículas são iniciadas. As etapas seguintes, destacadas pela linha tracejada na Figura 6, são caracterizadas pela avaliação da capacidade máxima de acomodação de sistemas fotovoltaicos no sistema. Para essa avaliação, é preciso definir as condições iniciais: o nível de penetração de GD (representado por PV%) e o cenário (representado por S) deve ser definido como 10% e

Figura 6 – Etapas do algoritmo de otimização.



1, respectivamente (BALLANTI *et al.*, 2013).

A próxima etapa do algoritmo consiste na resolução do fluxo de potência, através do *software* OpenDSS, que torna possível verificar se alguma restrição técnica (sobretensão ou subtensão) foi violada. Finalmente, esse procedimento deve ser repetido para cada cenário e para cada nível de penetração de GD. No total, 500 cenários probabilísticos são simulados para cada nível de penetração de GD, sendo que para o Sistema Teste do IEEE, foi considerado o nível de penetração entre 10% e 100% com incremento (representado por X%) de 5%, enquanto que para o Sistema de Distribuição Real considerou-se o nível de penetração entre 10% e 150% com incremento de 10%. Vale ressaltar que o cálculo do fluxo de potência foi realizado para cada hora do dia, uma vez que os perfis de geração e carga foram considerados. Assim, este procedimento deve ser repetido para cada nível de penetração dos módulos fotovoltaicos e para cada cenário probabilístico gerado pela Simulação de Monte Carlo.

Posteriormente, a função objetivo, dada pelo número total de cenários que violam alguma restrição técnica, é calculada para cada partícula do enxame. Com isso, g_{best} e p_{best} são encontrados, se houver melhora, seus valores são atualizados. Por fim, é verificado se o critério de parada é satisfeito, se positivo, o processo é encerrado, se não, é iniciado novamente, até que tenha sido atendido. Para este estudo, o critério de parada é caracterizado pelo número máximo de iterações (representado por i na Figura 6). Salienta-se que a variável de decisão desse problema de otimização consiste no fator de potência de cada sistema fotovoltaico, visto que a seleção adequada desse parâmetro pode reduzir os problemas de sobretensão e de subtensão (SARMIENTO *et al.*, 2016). Portanto, cada partícula do enxame está associada à potência reativa que cada sistema fotovoltaico está injetando ou absorvendo.

4.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi apresentada uma descrição da metodologia proposta nesta dissertação, que consiste na aplicação do PSO para encontrar o fator de potência otimizado para cada sistema fotovoltaico na rede de distribuição a fim de maximizar a capacidade de acomodação de GD em sistemas de distribuição de BT. Vale salientar que para cada nível de penetração de GD, o método testa diferentes cenários gerados através da Simulação de Monte Carlo. Assim, utilizando a metodologia proposta neste capítulo, é possível obter os resultados relacionados com a maximização da capacidade de acomodação de sistemas fotovoltaicos em redes de BT, através da redução do número de cenários que violam alguma restrição técnica e da melhora do perfil de tensão de cada barra do sistema. Esses resultados são apresentados no Capítulo 5.

Capítulo 5

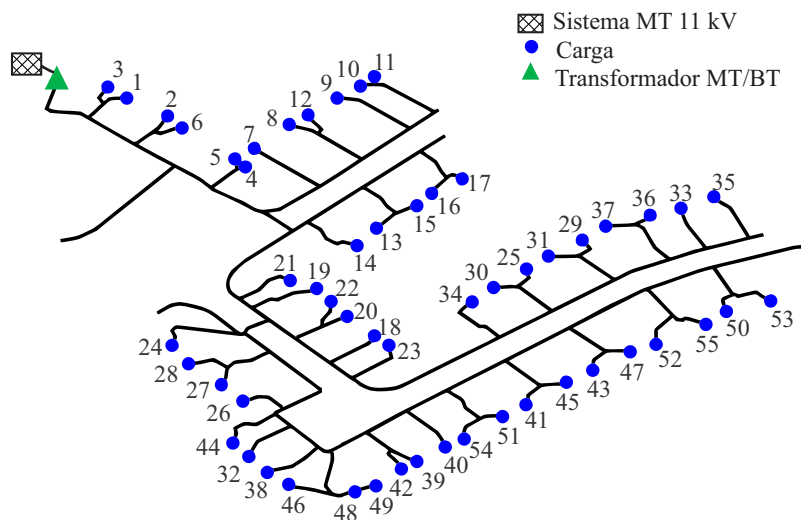
Resultados

Os resultados encontrados nesta dissertação foram divididos em duas partes. Na Seção 5.1 são apresentados os resultados obtidos na primeira parte do trabalho, a qual utilizou-se o Sistema Europeu de teste do IEEE de BT para verificar a eficácia do método proposto, enquanto que na Seção 5.2 são apresentados os resultados encontrados a partir da análise de um sistema real localizado em um distrito do Nordeste brasileiro.

5.1 SISTEMA EUROPEU DE TESTE DO IEEE DE BAIXA TENSÃO

Para avaliar a metodologia proposta neste trabalho, inicialmente, foi utilizado o Sistema Europeu de teste do IEEE de baixa tensão, (do inglês, *IEEE European Low Voltage Test Feeder*) (IEEE, 2016). Esse sistema consiste em um alimentador de distribuição radial com frequência base de 50 Hz, conectado a um sistema de média tensão através de um transformador na subestação, que reduz a tensão de 11 kV para 416 V (RMS fase-fase). Dessa forma, o sistema de teste, na Figura 7, apresenta o transformador de 0,8 MVA com conexão delta/estrela aterrada. Além disso, o alimentador possui 906 barras, das quais 55 possuem cargas residenciais monofásicas com fator de potência 0,95 (IEEE, 2016).

Figura 7 – Sistema Europeu de teste do IEEE de baixa tensão.

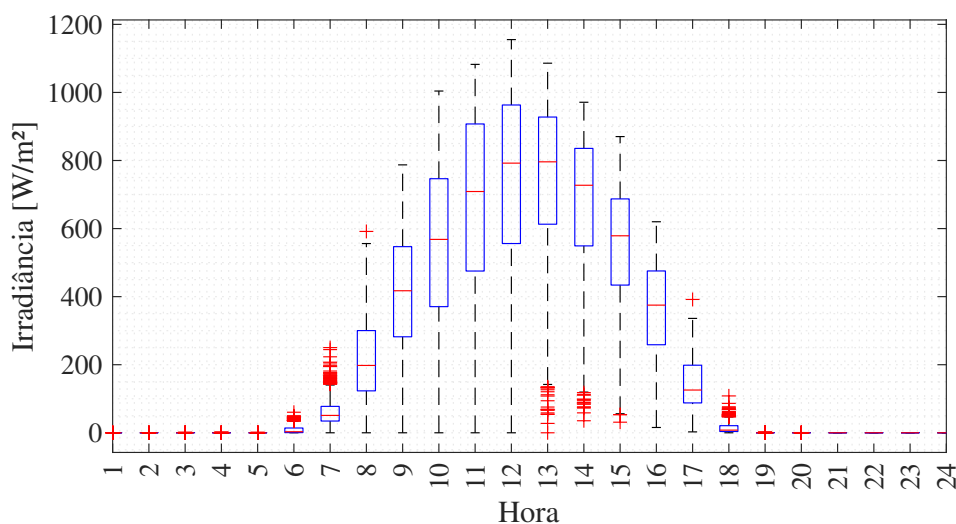


O consumo de carga, o perfil de irradiância, a potência nominal e a localização do sistema fotovoltaico foram escolhidos de acordo com os valores apresentados na Tabela 2. Os valores mínimo e máximo do fator de potência do sistema fotovoltaico são,

respectivamente, 0,9 e 1,0, seguindo a curva de capacidade da GD apresentada na Norma IEEE 1547-2018. Outrossim, a tensão em cada barra do sistema deve estar entre 0,92 e 1,05 pu (ANEEL, 2018b). As restrições de tensão são classificadas de acordo com a regulamentação em vigor especificada pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2018b).

Na Figura 8, é possível observar o diagrama de caixa dos dados de irradiância de uma cidade localizada no Nordeste brasileiro. É importante mencionar que as bases de dados de irradiância foram coletadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) durante 2018 a 2020 e apresentam intervalo de amostragem de uma hora (INMET, 2021). A capacidade de potência de cada módulo fotovoltaico depende do nível de carga do cliente onde está instalado (TORQUATO *et al.*, 2018).

Figura 8 – Perfil de irradiação solar durante 24 h em uma cidade localizada no Nordeste brasileiro.



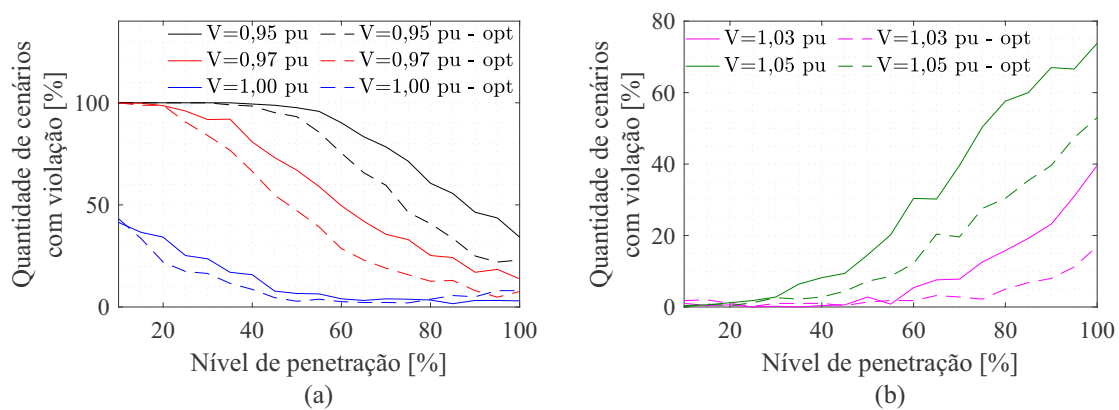
Portanto, considerando os parâmetros de entrada do problema de otimização, a função objetivo, presente na Equação (17) e as restrições apresentadas nas Equações (8) e (18), foi possível alcançar os fatores de potência, relacionados a cada sistema fotovoltaico (PV), para diferentes valores de tensão na subestação. Nesse sentido, para o processo de otimização foram considerados 5 valores de magnitude da tensão da subestação, que foram: 0,95, 0,97, 1,00, 1,03 e 1,05 pu; assim, é possível avaliar os impactos da alteração deste parâmetro na capacidade de acomodação fotovoltaica.

Outrossim, em sistemas de distribuição de BT não é possível definir o nível de penetração de GD, nem a localização e tamanho dos sistemas fotovoltaicos, visto que essas variáveis são aleatórias. Por este motivo, a otimização do fator de potência dos sistemas fotovoltaicos foi realizada considerando cenários probabilísticos gerados pela Simulação de Monte Carlo; portanto, o fator de potência recomendado de cada sistema fotovoltaico integrado no alimentador, independente do número de geradores

distribuídos instalados na rede e seus respectivos valores de potência nominal, visando maximizar a capacidade de acomodação de sistemas fotovoltaicos.

Na Figura 9 é apresentada uma comparação entre a capacidade de acomodação fotovoltaica do sistema original e do sistema com os parâmetros otimizados para os 5 casos analisados neste trabalho. Para isso, é analisado se algum dos cenários gerados pela Simulação de Monte Carlo apresentou alguma violação relacionada ao nível de tensão para cada nível de penetração avaliado.

Figura 9 – Capacidade de acomodação fotovoltaica nos sistemas de BT, considerando (a) $V_s=0,95$ pu, $V_s=0,97$ pu, $V_s=1,00$ pu (b) $V_s=1,03$ pu, $V_s=1,05$ pu.



A partir da análise da Figura 9 (a), é possível perceber que o número de cenários que violam alguma restrição técnica diminui à medida que o nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos aumenta, visto que a violação mais frequente nesses casos é a subtensão. Por esta razão, o algoritmo de otimização configurou o sistema fotovoltaico para injetar potência reativa, com fatores de potência capacitivos, para aumentar o perfil de tensão. Considerando os parâmetros otimizados, foi possível chegar a uma redução média de 11,55%, 19,13% e 23,65% no número de cenários com violação, para a magnitude de tensão de 0,95, 0,97 e 1,00 pu, respectivamente.

Em contrapartida, considerando a Figura 9 (b), pode-se observar que o número de cenários que violam qualquer restrição técnica aumenta à medida que o nível de penetração dos módulos fotovoltaicos é elevado, visto que a sobretensão é a violação presente em ambos os casos. Como resultado, apenas fatores de potência indutivos foram definidos pelo algoritmo PSO visando reduzir o perfil de tensão por meio da absorção de potência reativa. Assim, para a amplitude de tensão de 1,03 e 1,05 pu, a redução média no número de cenários com violação foi de 54,75% e 43,48%, respectivamente. Por fim, a melhor configuração para o problema analisado consiste no sistema com $V_s = 1,03$ pu e com os fatores de potência otimizados.

Nas Figuras 10, 11 e 12 são apresentadas as comparações entre o perfil de tensão de cada barra (fase A) considerando: (a) o fator de potência de todos os sistemas

fotovoltaicos iguais a 1 e (b) os fatores de potência otimizados. Nessas análises, foi considerado que o sistema de distribuição de BT estava operando com a tensão da subestação de 0,95, 0,97 e 1,00 pu, respectivamente.

Figura 10 – Perfil de tensão para o sistema de BT com $V_s=0,95$ pu considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

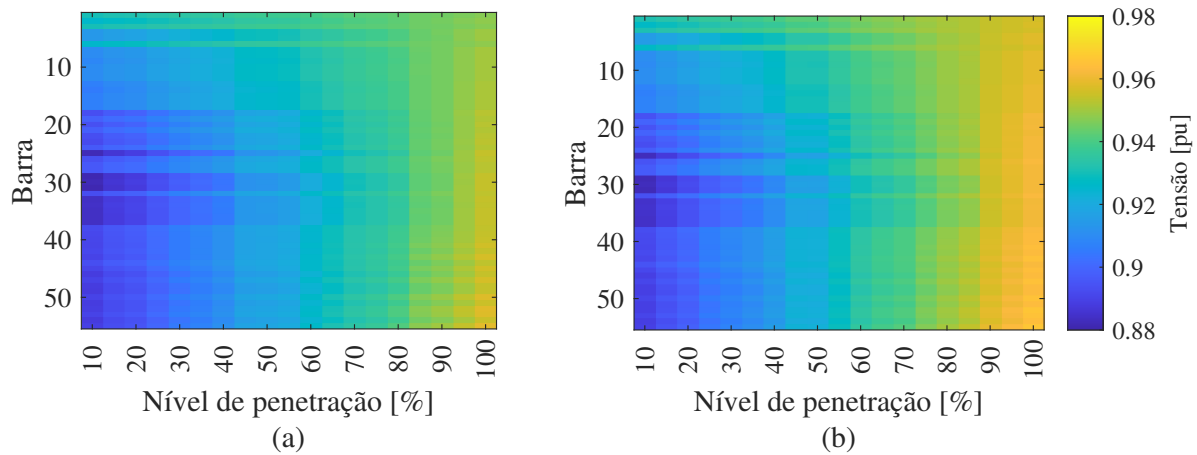


Figura 11 – Perfil de tensão para o sistema de BT com $V_s=0,97$ pu considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

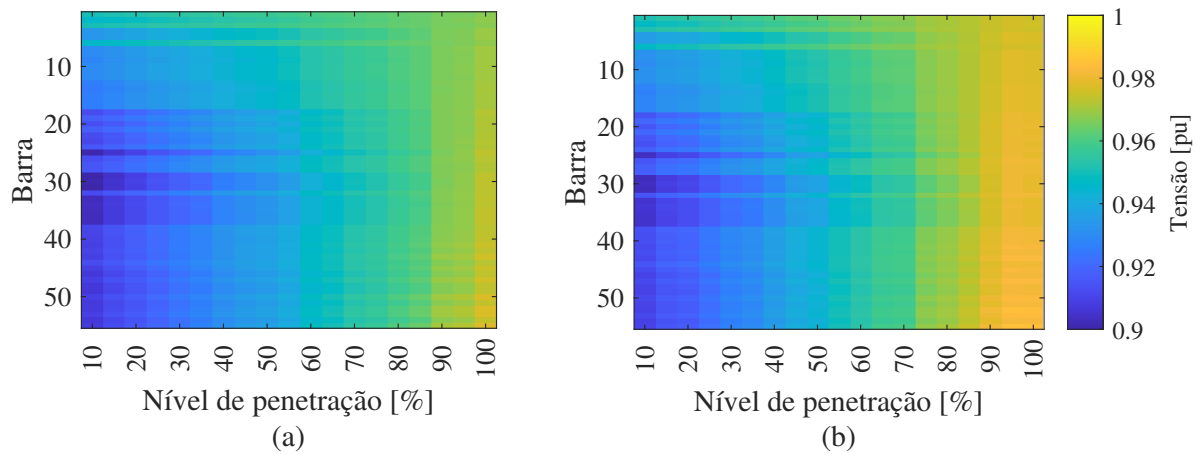
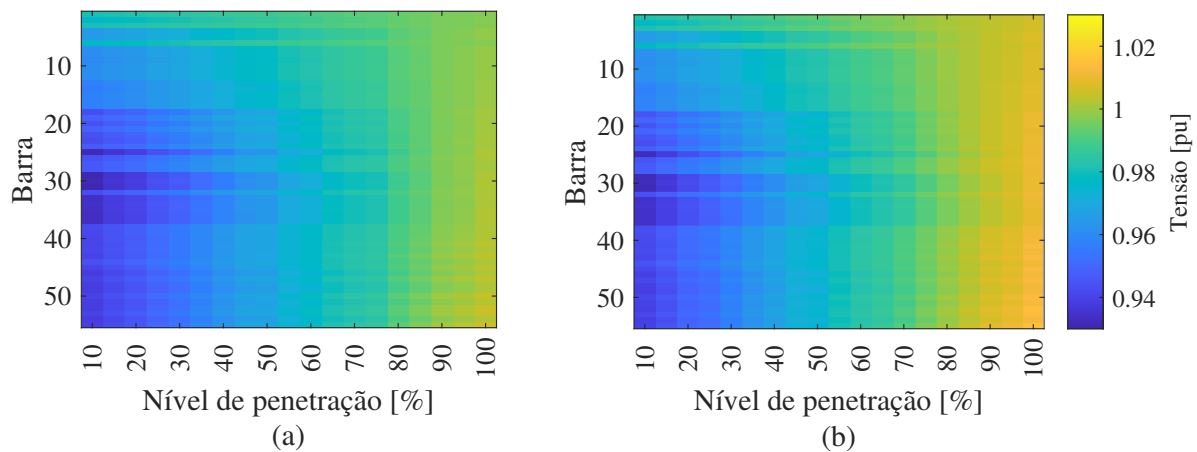


Figura 12 – Perfil de tensão para o sistema de BT com $V_s=1,00$ pu considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.



É evidente que o perfil de tensão é menor nas barras mais distantes da subestação em face ao aumento da impedância da linha; além disso, esta tensão aumenta à medida que o nível de penetração dos módulos fotovoltaicos é elevado. Portanto, o algoritmo de otimização ajustou os módulos fotovoltaicos para operar injetando potência reativa (fatores de potência capacitivos), de modo a reduzir o problema de subtensão e, como resultado, o perfil de tensão ficou mais próximo de 1,00 pu para todos os 55 barramentos.

Em contrapartida, considerando o sistema de distribuição de BT operando com a tensão da subestação de 1,03 e 1,05 pu, o algoritmo de otimização deve atuar diminuindo o perfil de tensão para atingir valores próximos a 1,00 pu, conforme apresentado nas Figuras 13 e 14.

Figura 13 – Perfil de tensão para o sistema de BT com $V_s=1,03$ pu considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

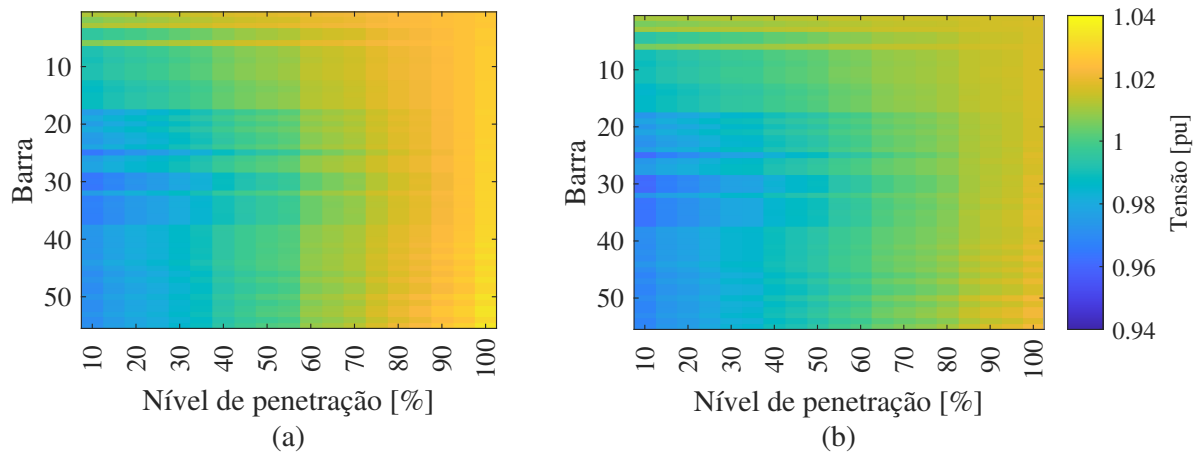
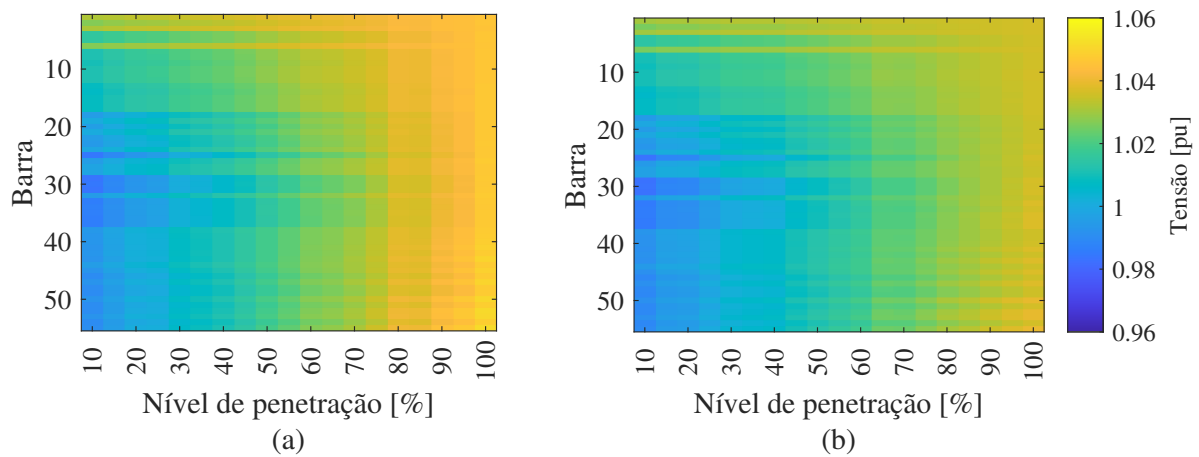


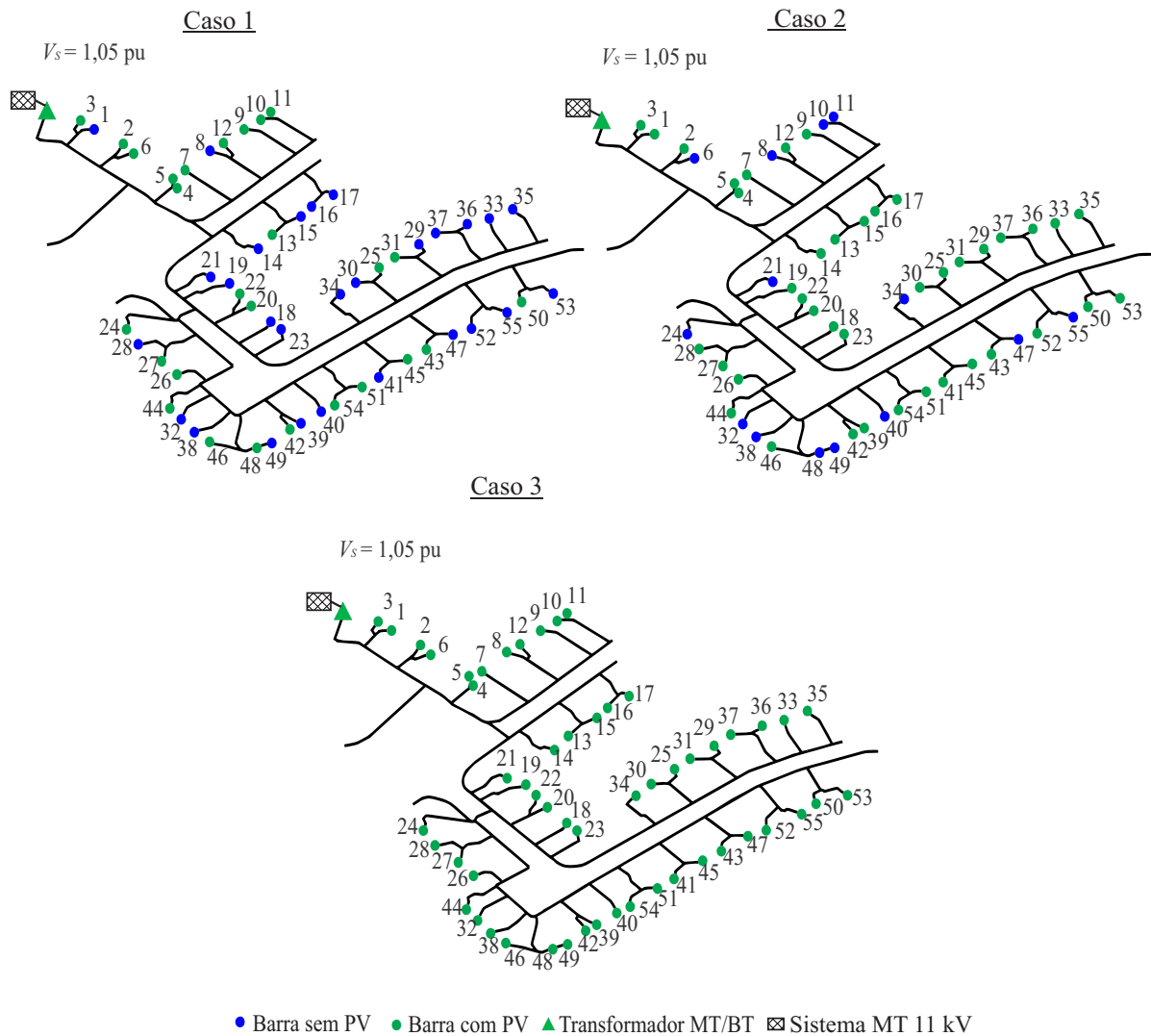
Figura 14 – Perfil de tensão para o sistema BT com $V_s=1,05$ pu considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.



Além disso, para demonstrar a eficácia da metodologia proposta para diferentes níveis de penetração de GD, considerando a tensão da subestação 1,05 pu, foram

realizadas simulações com 27, 41 e 55 módulos fotovoltaicos alocados de forma aleatória no sistema, sendo que a disposição desses módulos para cada caso é apresentada na Figura 15. Para isso, foi realizada a Simulação de Monte Carlo, mantendo o consumo de carga, a potência nominal dos módulos fotovoltaicos e a irradiância como variáveis aleatórias, conforme a Tabela 2.

Figura 15 – Exemplos de alocação aleatória de sistemas fotovoltaicos no Sistema Europeu de teste do IEEE de baixa tensão.



Dessa forma, ao considerar os valores de fator de potência resultantes da otimização, foi possível observar uma significativa redução do número de cenários com violação para os três casos analisados quando comparado com a inserção desses módulos fotovoltaicos com um fator de potência unitário. Nos casos 1, 2 e 3, foi possível alcançar uma redução de, respectivamente, 63,77%, 55,27% e 32,32%.

Nas Figuras 16, 17 e 18 são apresentadas as comparações entre o perfil de tensão de cada barra (fase A) em relação ao tempo, considerando: (a) fator de potência de

todos os sistemas fotovoltaicos iguais a 1 e (b) os fatores de potência otimizados. Nesses gráficos, foram apresentados os valores de tensão correspondentes aos horários de 6 h às 18 h, com base no perfil de irradiância, apresentado na Figura 8.

Figura 16 – Perfil de tensão para o sistema de BT para o Caso 1 considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

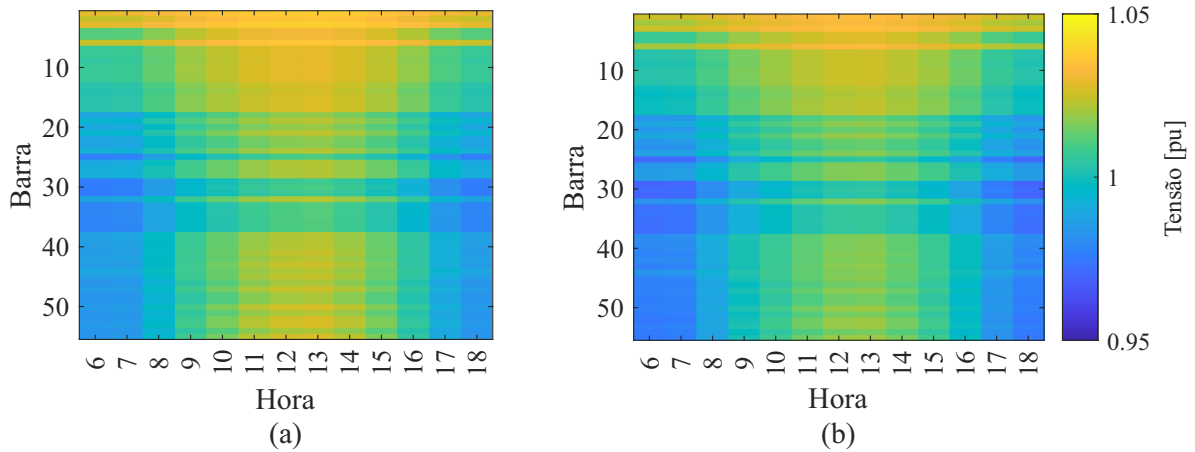


Figura 17 – Perfil de tensão para o sistema de BT para o Caso 2 considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

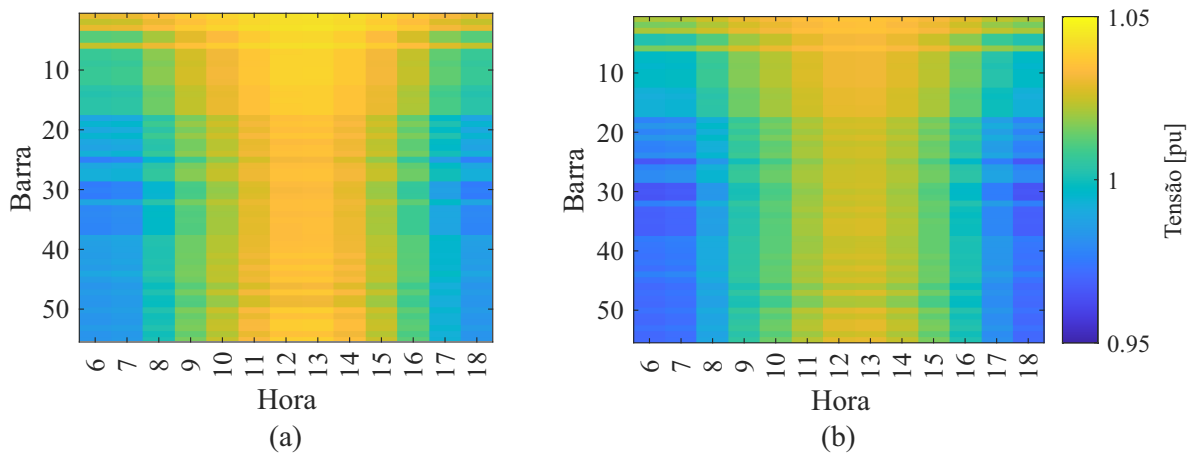
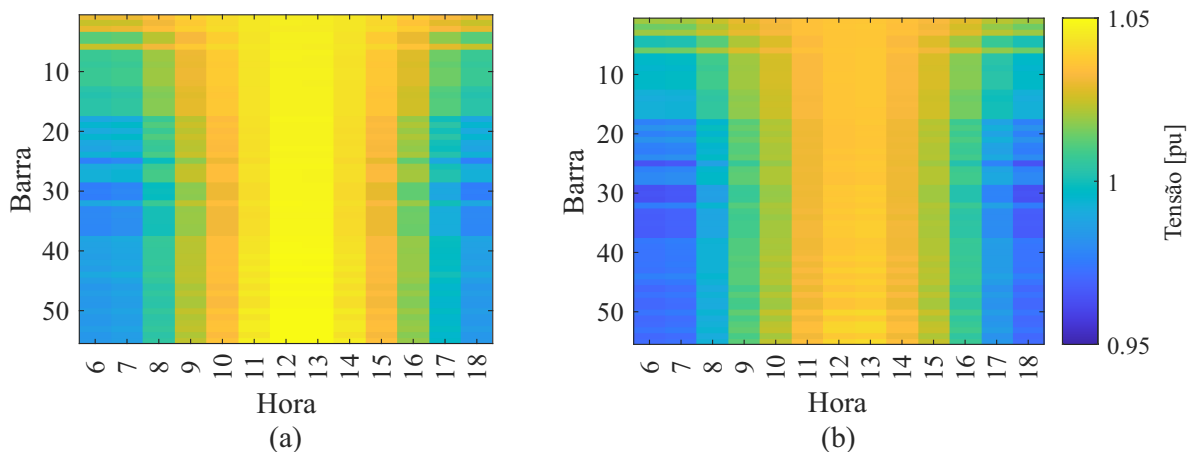


Figura 18 – Perfil de tensão para o sistema de BT para o Caso 3 considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

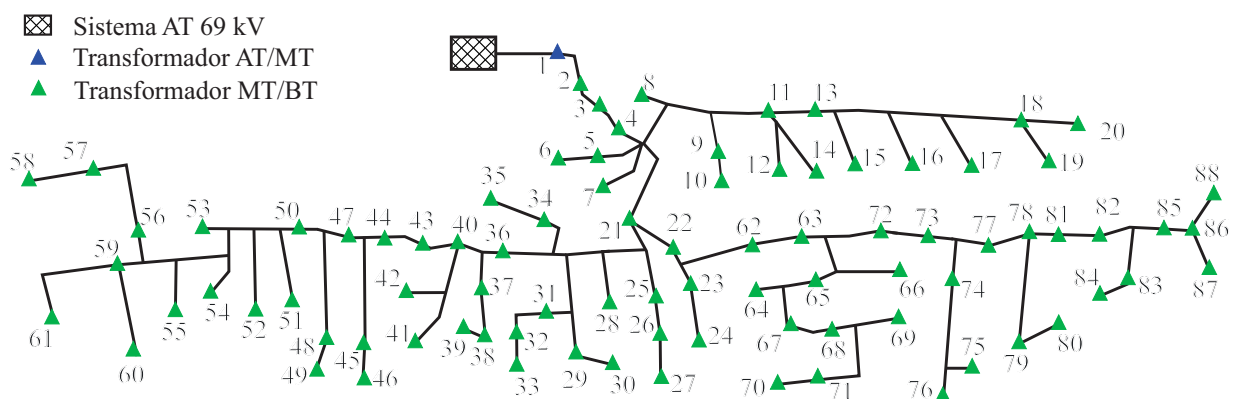


É importante notar que no local em que há uma maior quantidade de módulos fotovoltaicos instalados, o perfil de tensão tende a ser mais elevado. Esse comportamento também pode ser observado no momento do dia em que potência ativa gerada é mais elevada, como consequência do maior valor da irradiância. Nota-se que no caso 1, por exemplo, existe uma alta concentração de módulos fotovoltaicos próximo à subestação, o que, consequentemente, mantém os valores de tensão elevados. No entanto, com a utilização dos parâmetros otimizados, o perfil de tensão para os 3 casos ficou mais próximo de 1,00 pu para todos os 55 barramentos, como é possível observar na Figura 16, 17 e 18.

5.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL DE BAIXA TENSÃO

Nesta parte do trabalho, um alimentador real urbano localizado em um distrito do Nordeste brasileiro, apresentado na Figura 19, foi usado para avaliar a metodologia proposta. Esse sistema consiste em um alimentador de distribuição radial com frequência base de 60 Hz, conectado a um sistema de Alta Tensão (AT) por meio de um transformador delta/estrela na subestação, que reduz a tensão de 69 kV para 13,8 kV. Além disso, existem 87 transformadores delta/estrela que reduzem a tensão de 13,8 kV para 220 V para conectar as cargas BT. Este sistema de distribuição apresenta 587 barras e 2081 cargas, das quais 6 estão conectadas nas barras MT e 2075 estão conectadas nas barras de BT.

Figura 19 – Representação do sistema de distribuição real.



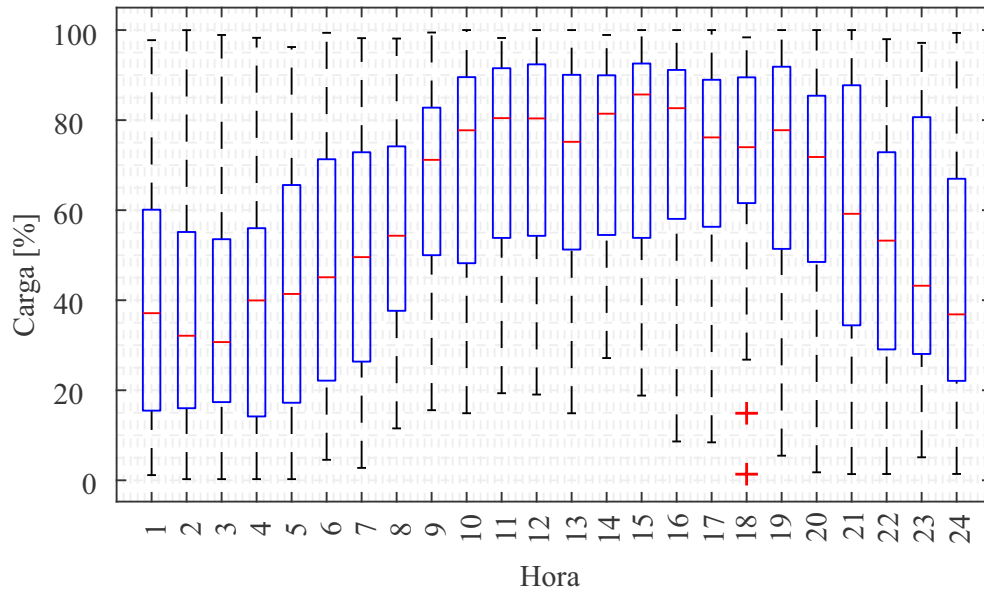
A Tabela 4 apresenta a potência aparente nominal total (em kVA) e o número de cargas de cada transformador MT/BT presente no alimentador, onde T_n é o n -ésimo transformador do sistema. É importante mencionar que todas as 2081 cargas estão conectadas em 81 transformadores MT/BT; portanto, 6 transformadores MT/BT não apresentam cargas.

Tabela 4 – Características da rede de BT.

Potência Cargas			Potência Cargas			Potência Cargas		
T ₁	30,0	5	T ₂₈	112,5	31	T ₅₅	45,0	1
T ₂	45,0	5	T ₂₉	112,5	32	T ₅₆	112,5	43
T ₃	75,0	18	T ₃₀	112,5	41	T ₅₇	75,0	14
T ₄	45,0	23	T ₃₁	112,5	19	T ₅₈	75,05	43
T ₅	75,0	16	T ₃₂	112,5	44	T ₅₉	112,5	29
T ₆	45,0	23	T ₃₃	75,0	29	T ₆₀	30,0	22
T ₇	45,0	23	T ₃₄	112,5	27	T ₆₁	75,0	1
T ₈	15,0	1	T ₃₅	112,5	46	T ₆₂	112,5	12
T ₉	45,0	6	T ₃₆	112,5	35	T ₆₃	112,5	34
T ₁₀	15,0	4	T ₃₇	112,5	44	T ₆₄	75,0	16
T ₁₁	112,5	54	T ₃₈	112,5	40	T ₆₅	45,0	14
T ₁₂	45,0	20	T ₃₉	112,5	37	T ₆₆	75,0	23
T ₁₃	112,5	38	T ₄₀	75,0	24	T ₆₇	45,0	25
T ₁₄	112,5	44	T ₄₁	112,5	6	T ₆₈	75,0	28
T ₁₅	112,5	24	T ₄₂	112,5	40	T ₆₉	75,0	11
T ₁₆	30,0	1	T ₄₃	112,5	36	T ₇₀	112,5	17
T ₁₇	75,0	18	T ₄₄	45,0	36	T ₇₁	30,0	2
T ₁₈	225,0	2	T ₄₅	112,5	38	T ₇₂	75,0	23
T ₁₉	112,5	11	T ₄₆	112,5	50	T ₇₃	45,0	16
T ₂₀	112,5	44	T ₄₇	112,5	57	T ₇₄	225,0	1
T ₂₁	112,5	53	T ₄₈	75,0	58	T ₇₅	45,0	23
T ₂₂	30,0	23	T ₄₉	112,5	36	T ₇₆	30,0	4
T ₂₃	75,0	39	T ₅₀	112,5	39	T ₇₇	45,0	34
T ₂₄	112,5	31	T ₅₁	112,5	30	T ₇₈	75,0	1
T ₂₅	112,5	54	T ₅₂	112,5	33	T ₇₉	75,0	13
T ₂₆	112,5	15	T ₅₃	45,0	7	T ₈₀	225,0	21
T ₂₇	75,0	60	T ₅₄	112,5	17	T ₈₁	75,0	17

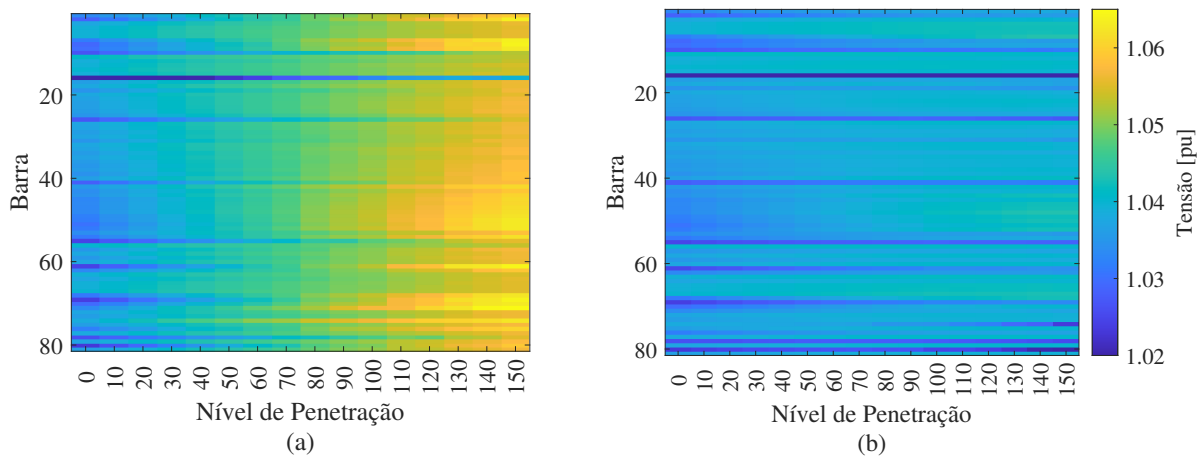
Além disso, assim como no estudo de caso relacionado ao Sistema Europeu de Teste do IEEE o perfil de irradiância utilizado é referente a uma cidade localizada no Nordeste brasileiro, coletados pelo INMET, já apresentado na Figura 8. Enquanto o perfil de carga é apresentado através do diagrama de caixas na Figura 20. Esses dados são referentes ao estado da Bahia, coletados pela ANEEL, apresentando um intervalo de amostragem de uma hora. Outrossim, os valores apresentados para essas cargas foram normalizados, onde 100% representa o valor máximo de potência da carga demandada.

Figura 20 – Perfil de carga durante 24 h no estado da Bahia (Brasil).



A metodologia proposta foi avaliada para duas porcentagens diferentes de clientes com módulos fotovoltaicos instalados, a fim de analisar a influência deste parâmetro no perfil de tensão e na capacidade de acomodação dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição. Inicialmente, considerou-se que 30% dos clientes (escolhidos aleatoriamente em cada cenário probabilístico) possuem módulos fotovoltaicos. A Simulação de Monte Carlo foi utilizada para gerar 500 cenários aleatórios por nível de penetração e para cada um, o algoritmo verificou se alguma restrição técnica foi violada na rede.

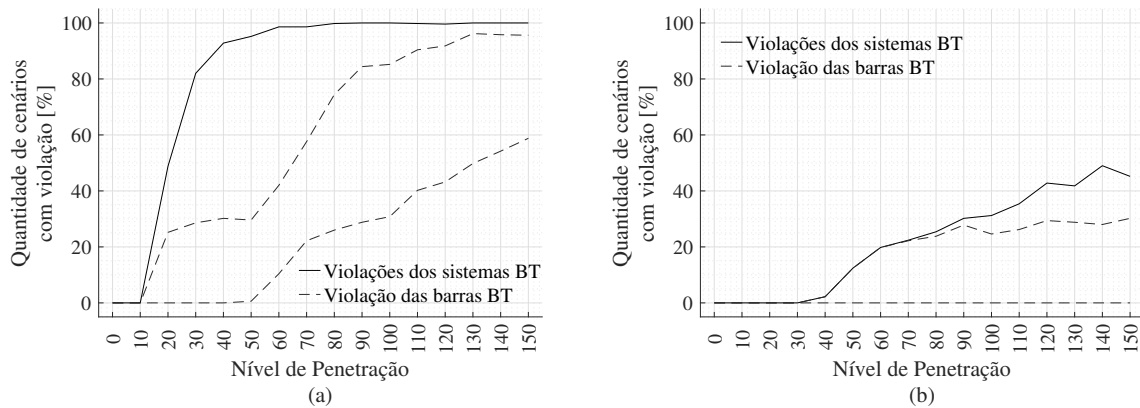
Na Figura 21 é apresentada uma comparação entre o perfil de tensão de cada barra do sistema com 30% dos clientes com geradores fotovoltaicos para a fase A medido às 13 horas, considerando (a) o fator de potência de cada sistema fotovoltaico igual a 1 e (b) os fatores de potência otimizados.

Figura 21 – Perfil de tensão de sistema de BT com 30% dos clientes com geradores instalados, considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

Na Figura 21 (a) é possível observar um aumento de tensão proporcional à potência ativa gerada pelos módulos fotovoltaicos. Dessa forma, pode-se concluir que a ausência de controle da potência reativa em cada sistema fotovoltaico causa deterioração do perfil de tensão da rede. Visto que a sobretensão é a violação mais frequente causada pela alta integração de GD; o algoritmo de otimização define os sistemas fotovoltaicos para absorver a potência reativa, com fatores de potência indutivo, a fim de diminuir o perfil de tensão. Assim, com base na Figura 21 (b), a tensão em cada barra permanece aproximadamente constante para todos os níveis de penetração analisados, o que atenua os problemas de sobretensão. A partir dessas análises, nota-se que o controle do fator de potência de cada sistema fotovoltaico auxilia na manutenção do perfil de tensão de cada barramento de BT, sem reduzir os benefícios ao consumidor da instalação de unidades fotovoltaicas na rede de distribuição.

Na Figura 22 é apresentada a comparação entre a capacidade de acomodação fotovoltaica considerando (a) o sistema original e (b) o sistema com parâmetros otimizados, ambos com 30% dos clientes com geradores fotovoltaicos.

Figura 22 – Capacidade de acomodação fotovoltaica de BT com 30% dos clientes com geradores instalados, considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.



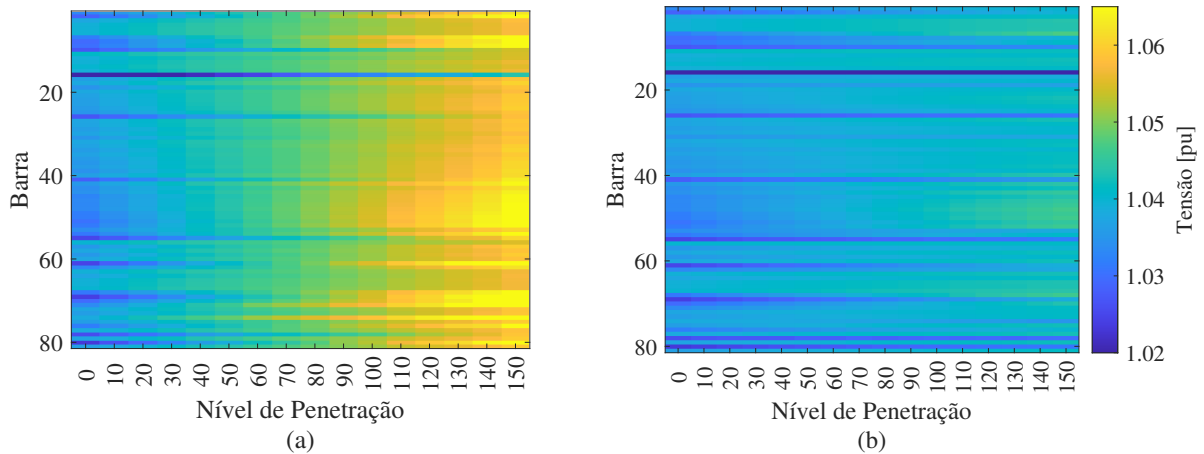
A partir da análise da Figura 22 (a) observou-se que o número de barras de BT que violam a restrição técnica aumenta à medida que aumenta o nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos, devido aos problemas de sobretensão causados pela alta integração de geradores distribuídos no sistema de distribuição. Consequentemente, como apresentado na Equação (15), onde P_{GD} é diretamente proporcional ao nível de penetração, com o aumento da potência gerada pelos módulos fotovoltaicos, há o crescimento do número de violações do sistema. Além disso, quando o nível de penetração dos módulos fotovoltaicos é maior que 50%, todas as barras de BT apresentam problemas de regulação de tensão, ultrapassando o limite apresentado em (8).

Além disso, considerando os parâmetros de entrada do problema de otimização, a

função objetivo (17) e a restrição apresentada em (18), foi possível utilizar o algoritmo PSO modificado para atingir o fator de potência otimizado de cada módulo fotovoltaico, o que garante a maximização da capacidade de acomodação fotovoltaica do sistema. Assim, na Figura 22 (b), é possível notar que a capacidade de acomodação fotovoltaica da rede de BT foi maximizada usando os fatores de potência otimizados. Os barramentos de BT apresentaram a quantidade de cenários com violação abaixo de 50%, mesmo para níveis elevados de penetração de sistemas fotovoltaicos.

De forma similar, foi avaliada a capacidade de acomodação da rede com 70% dos clientes com módulos fotovoltaicos. Na Figura 23 é apresentada uma comparação entre o perfil de tensão do sistema para a Fase A medido às 13 horas, considerando (a) o fator de potência de cada sistema fotovoltaico igual a 1 e (b) os fatores de potência otimizados.

Figura 23 – Perfil de tensão de sistema de BT com 70% dos clientes com geradores instalados, considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

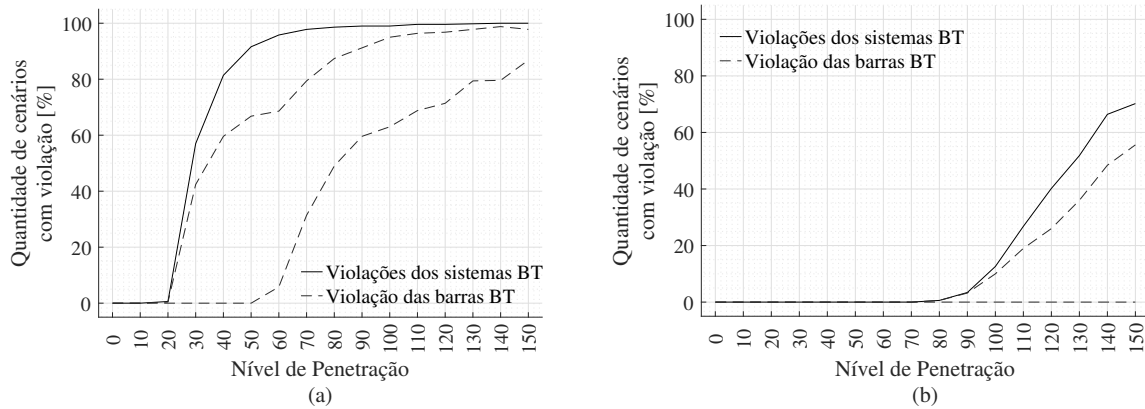


Comparando as Figuras 21 (a) e 23 (a), é possível concluir que para níveis de penetração mais baixos, até 30%, o sistema com a maior quantidade de unidades fotovoltaicas apresenta menos barras de BT com problemas de regulação de tensão. Este comportamento é observado devido à redução da capacidade instalada de cada unidade fotovoltaica à medida que o número de geradores fotovoltaicos aumenta, visto que a capacidade instalada geral do sistema permanece a mesma. Portanto, os impactos globais desses sistemas fotovoltaicos tornam-se menos severos (TORQUATO *et al.*, 2018). No entanto, analisando níveis de penetração mais elevados, percebe-se que a intensidade de violações das tensões do barramento de BT é maior para o sistema com 70% dos clientes com unidades fotovoltaicas quando comparado ao sistema com 30% dos clientes com sistemas fotovoltaicos.

Na Figura 24 é apresentada uma comparação entre a capacidade de acomodação

desse sistema, considerando (a) o sistema original e (b) o sistema com parâmetros otimizados.

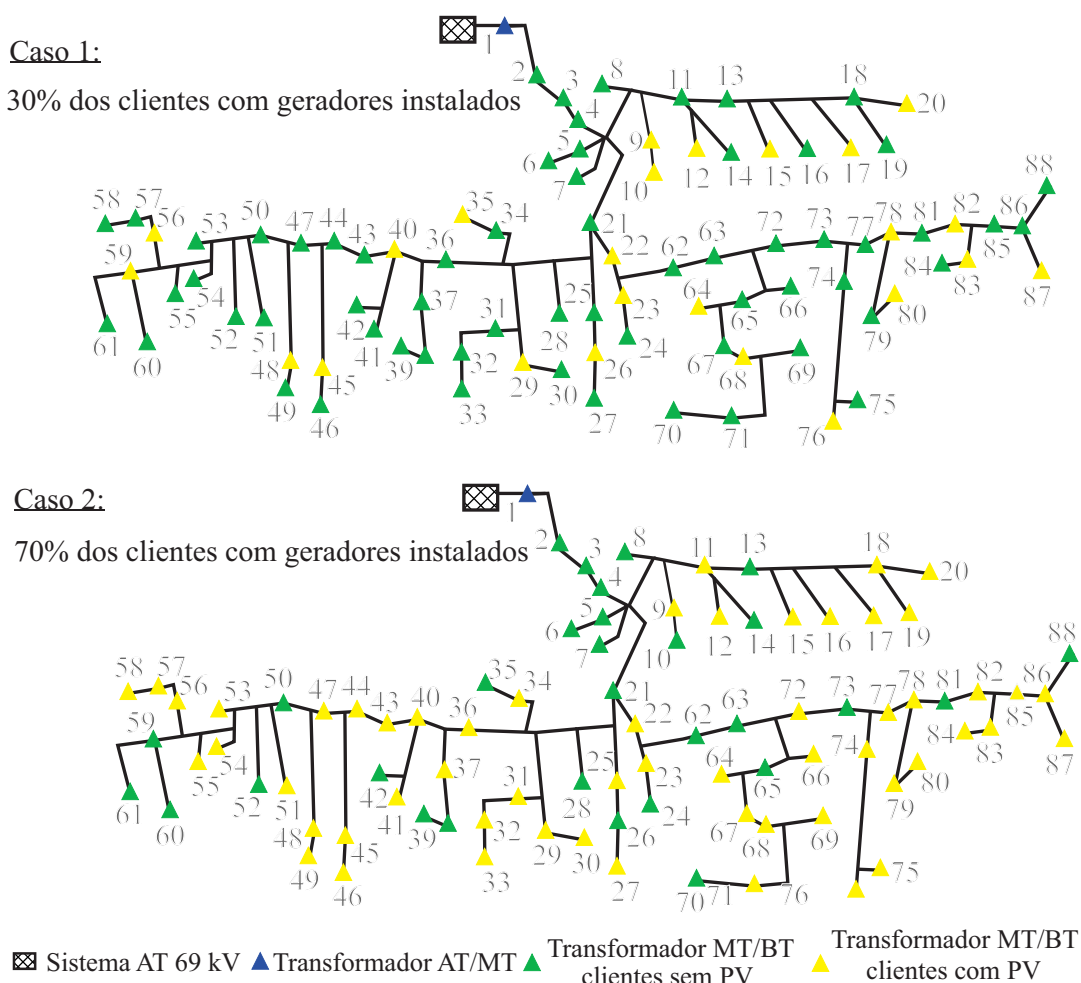
Figura 24 – Capacidade de acomodação fotovoltaica de BT com 70% dos clientes com geradores instalados, considerando (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.



O algoritmo de otimização define os sistemas fotovoltaicos para operar com um fator de potência indutivo, a fim de reduzir o perfil de tensão e mitigar o problema de sobretensão. Portanto, na Figura 24, é possível perceber que a capacidade de acomodação fotovoltaica do sistema de distribuição BT foi maximizada quando comparada ao sistema sem otimização. Neste contexto, não foram observadas violações para níveis de penetração abaixo de 70%. Porém, considerando altos níveis de penetração, os problemas de regulação de tensão são mais frequentes no sistema com 70% das unidades fotovoltaicas instaladas, uma vez que a grande quantidade de geradores fotovoltaicos combinados com alta potência instalada aumenta a possibilidade de um barramento de BT apresentar problema de sobretensão.

Com base nos resultados alcançados para o sistema com 30% e 70% dos clientes com módulos fotovoltaicos instalados, nota-se que esta variável influencia significativamente a capacidade de acomodação do sistema, o que evidencia a importância da realização de uma análise individual para cada caso. Além disso, para demonstrar a eficácia da metodologia proposta, foram realizadas simulações para diferentes níveis de penetração, considerando 30% e 70% dos clientes com módulos fotovoltaicos alocados de forma aleatória no sistema, sendo que a disposição desses módulos para cada caso é apresentada na Figura 25. Para isso, foi realizada a Simulação de Monte Carlo, mantendo o consumo de carga, a potência nominal dos módulos fotovoltaicos e a irradiância como variáveis aleatórias, conforme a Tabela 3.

Figura 25 – Exemplos de alocação aleatória de sistemas fotovoltaicos no Sistema de distribuição real.



Nas Figuras 26 e 27 são apresentadas as comparações entre o perfil de tensão de cada barra (fase A) em relação ao tempo, para 30% dos clientes com sistemas fotovoltaicos instalados, considerando: (a) fator de potência de todos os sistemas fotovoltaicos iguais a 1 e (b) os fatores de potência otimizados. Nesses gráficos, foram apresentados os valores de tensão correspondentes aos horários de 6 h às 17 h, com base no perfil de irradiância, apresentado na Figura 8. Além disso, no caso da Figura 26, o nível de penetração escolhido para a análise foi igual a 60%. Enquanto na Figura 27, o nível de penetração escolhido para a análise foi igual a 100%.

Figura 26 – Perfil de tensão para o sistema real de BT para o Caso 1 considerando um nível de penetração de 60% e (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

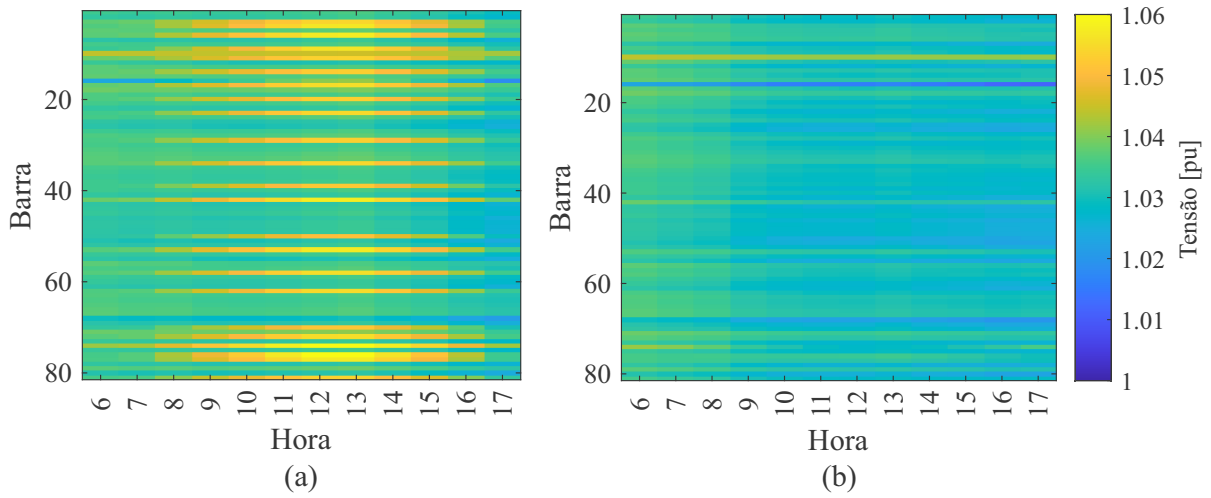
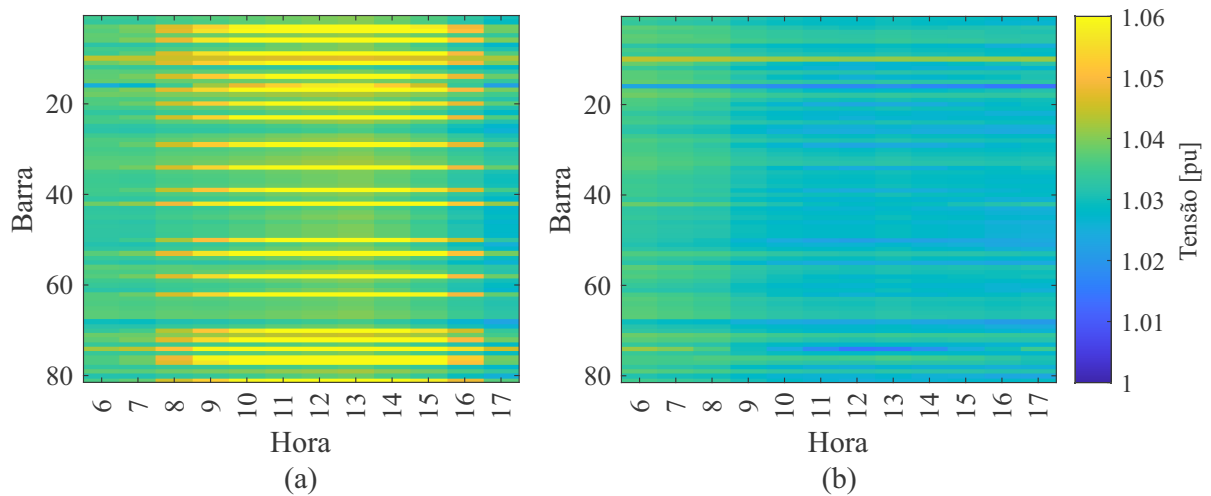


Figura 27 – Perfil de tensão para o sistema real de BT para o Caso 1 considerando um nível de penetração de 100% e (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.



É importante notar que nas Figuras 26 (a) e 27 (a) nos barramentos em que os sistemas fotovoltaicos são instalados os problemas de sobretensão são evidenciados. Esse comportamento também pode ser observado nos horários em que o valor de irradiância é mais elevado, devido à maior potência ativa gerada. Outrossim, é possível notar que quanto maior o nível de penetração de GD, maiores são os problemas com a regulação de tensão. Contudo, com a utilização dos fatores de potência otimizados, a tensão em cada barra permanece aproximadamente constante para qualquer horário do dia, para os níveis de penetração analisados, como apresentados nas Figuras 26 (b) e 27 (b).

De forma similar, nas Figuras 28 e 29 são apresentadas as comparações entre o perfil de tensão de cada barra (fase A) em relação ao tempo. No entanto, para 70% dos clientes com sistemas fotovoltaicos instalados, considerando: (a) fator de potência de todos os sistemas fotovoltaicos iguais a 1 e (b) os fatores de potência otimizados. Além disso, no caso da Figura 28, o nível de penetração escolhido para a análise foi igual a 60%. Enquanto na Figura 29, o nível de penetração escolhido para a análise foi igual a 100%.

Figura 28 – Perfil de tensão para o sistema real de BT para o Caso 2 considerando um nível de penetração de 60% e (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.

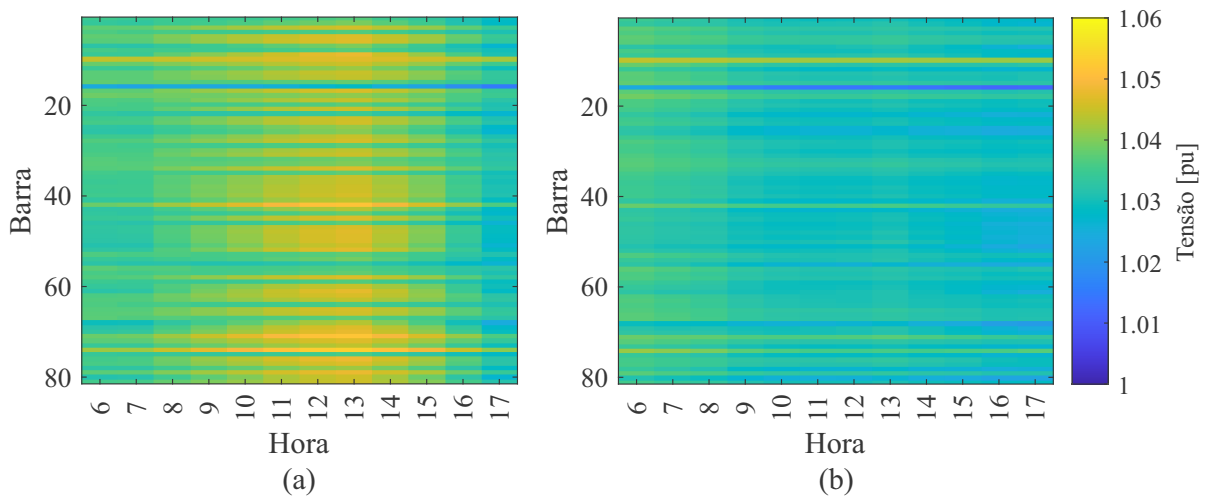
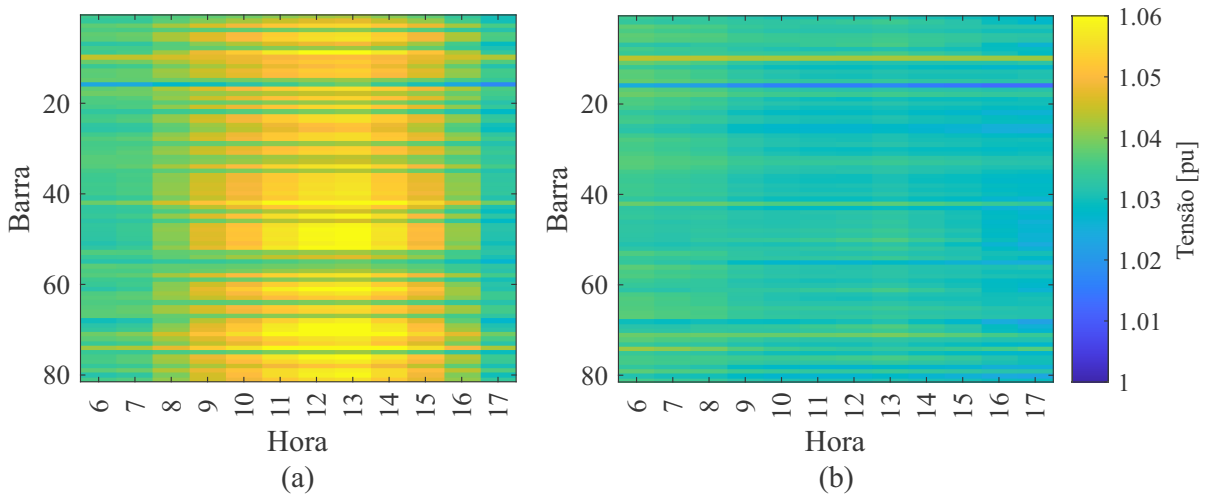


Figura 29 – Perfil de tensão para o sistema real de BT para o Caso 2 considerando um nível de penetração de 100% e (a) $fp_{PV}=1,00$ (b) fp_{PV} otimizado.



Nas Figuras 28 (a) e 29 (a) é possível perceber que com uma maior quantidade de módulos fotovoltaicos instalados, os problemas de sobretensão se intensificam no sistema.

Entretanto, com os fatores de potência fornecidos pelo algoritmo de otimização, há uma redução no perfil de tensão, possibilitando a mitigação do problema de sobretensão, como apresentado nas Figuras 28 (b) e 29 (b).

Comparando os resultados alcançados para o sistema com 30% e 70% de unidades consumidoras com módulos fotovoltaicos, nota-se que o sistema com 30% de consumidores com GD apresentam valores maiores de tensão nos barramentos em que o módulo PV está presente, dada a maior concentração da potência nominal dos geradores. Isso faz com que menos barramentos apresentem problemas de sobretensão; contudo, os problemas são mais severos nestes barramentos. Enquanto que no sistema com 70% dos consumidores com GD instalada, mais barramentos apresentam violações relacionadas com a regulação de tensão, mas com magnitude de tensão inferior quando comparado com o sistema com 30% dos consumidores com GD, devido à redução da concentração da potência nominal dos geradores.

Capítulo 6

Conclusões

Nesse trabalho foi implementada uma metodologia que visa obter a capacidade de acomodação de Geração Distribuída (GD) em sistemas de distribuição de Baixa Tensão (BT). Devido às incertezas associadas às variáveis da rede elétrica e dos geradores distribuídos, foi utilizada uma abordagem probabilística, através da Simulação de Monte Carlo. Dessa forma, a natureza estocástica de variáveis como: localização e potência nominal dos sistemas fotovoltaicos, carga das unidades consumidoras e perfil de irradiância, foi levada em conta. Nesse sentido, utilizaram-se como parâmetros de avaliação da rede, aspectos relativos ao nível da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) do sistema, como sobretensão e subtensão. Além disso, foi proposta a implementação de um algoritmo de otimização (Otimização por Enxame de Partículas (PSO)) com o objetivo de maximizar a capacidade de penetração de GD, através da atenuação do número de cenários aleatórios que violam os limites operacionais de tensão do sistema.

No Sistema Europeu de teste do IEEE de BT, levando em consideração os parâmetros otimizados foi possível observar que a capacidade de acomodação fotovoltaica foi maximizada, através da redução de 11,55%, 19,13%, 23,65%, 54,75% e 43,48% no número de cenários que violam quaisquer restrições operacionais, considerando a magnitude da tensão na subestação de 0,95, 0,97, 1,00, 1,03 e 1,05 pu, respectivamente. Outrossim, foi destacada a importância de se escolher corretamente a magnitude da tensão da subestação e definir se a GD deve operar com fator de potência capacitivo ou indutivo, dependendo da restrição técnica violada.

No caso do sistema real de BT avaliado, foi adotado um algoritmo de PSO modificado, que leva em consideração um peso de inércia adaptativo, a fim de buscar o fator de potência otimizado para cada um dos módulos fotovoltaicos do sistema. Considerando os fatores de potência otimizados foi possível perceber que a tensão média de cada barramento de BT permaneceu aproximadamente constante para todos os níveis de penetração fotovoltaica, o que ocasionou a maximização da capacidade de acomodação fotovoltaica do sistema analisado. Além disso, para esse sistema, o algoritmo de otimização ajustou o fator de potência de todos os geradores para operarem absorvendo potência reativa, uma vez que a sobretensão foi a violação mais recorrente.

Dessa forma, configurar os sistemas fotovoltaicos alocados no alimentador para operar absorvendo ou injetando potência reativa possibilitou a maximização da capaci-

dade de acomodação fotovoltaica dos sistemas de distribuição de BT. Essa abordagem foi capaz de mitigar os problemas de regulação de tensão nos barramentos, evitando a necessidade de alterar a configuração da rede, limitar a potência ativa gerada por cada módulo fotovoltaico ou aumentar os custos de investimentos.

É importante ressaltar que a localização dos sistemas fotovoltaicos foi escolhida de acordo com uma distribuição de probabilidade discreta, em que a probabilidade de um cliente possuir um sistema fotovoltaico é diretamente proporcional ao seu consumo de carga, a fim de tornar a análise mais realista, uma vez que quanto maior a carga, maior o benefício financeiro da instalação da GD. Outrossim, a metodologia proposta traz uma importante contribuição para as concessionárias de energia elétrica, uma vez que apresenta possíveis soluções para definir novas estratégias para lidar com os problemas causados pela alta penetração de GD de pequena escala nos sistemas de distribuição de BT.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Diante dos resultados obtidos, é possível propor os seguintes trabalhos futuros:

- Adotar outros índices de desempenho para verificar se houve violação de restrições operacionais;
- Aplicação de outros métodos de otimização como o algoritmo genético com o intuito de comparar os resultados alcançados com o PSO;
- Inclusão de outros tipos de unidades de GD, como, por exemplo, geradores eólicos, geradores à biomassa e pequenas centrais hidroelétricas, com o intuito de aumentar a aplicabilidade da metodologia proposta.

6.2 TRABALHOS DESENVOLVIDOS

O desenvolvimento da pesquisa do mestrado resultou no aceite e apresentação do seguinte trabalho na Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica:

- Brenda Leal; Daniel Barbosa; Luciano Sales Barros. *Photovoltaic Hosting Capacity Maximization in a Low Voltage System Using Particle Swarm Optimization*. In: Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2021, Online. Campinas, 2021. Disponível em: <<https://proceedings.science/cbqee-2021/papers/photovoltaic-hosting-capacity-maximization-in-a-low-voltage-system-using-particle-swarm-optimization>> Acesso em: 04 jan. 2022.

REFERÊNCIAS

- ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 26, n. 4, p. 2090–2101, 2011.
- ACKERMAN, T.; ANDERSON, G.; SEDER, L. Geração distribuída: uma definição pesquisa de sistema de energia elétrica. 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N 482**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 de outubro de 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N 687**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 10 de outubro de 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2016. Acesso em: 10 de outubro de 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica_0056_PROJEÇ~OES+GD+2017/>. Acesso em: 10 de outubro de 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 786**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 10 de outubro de 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração distribuída ultrapassa 20 mil conexões**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/geracao-distribuida-ultrapassa-20-mil-conexoes/656877>. Acesso em: 21 de novembro de 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 1 – Introdução**. [S.l.], 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVLZ6/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsal>. Acesso em: 02 de maio de 2021.
- ANZANELLO, J. D. J.; BEUST, J.; HAFFNER, S. Análise de microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição utilizando o opendss. In: . [S.l.: s.n.], 2016. ISSN 2175-8905.

AZEVEDO, R. M. de. **Impactos operacionais da complementariedade de fontes de geração solar fotovoltaica e a biogás em sistemas de distribuição**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.

BALLANTI, A.; PILO, F.; NAVARRO-ESPINOSA, A.; OCHOA, L. F. Assessing the benefits of pv var absorption on the hosting capacity of lv feeders. In: IEEE. **IEEE PES ISGT Europe 2013**. [S.l.], 2013. p. 1–5.

BAZARAA, M. S.; JARVIS, J. J.; SHERALI, H. D. **Linear Programming and Network Flows**. USA: Wiley-Interscience, 2004. ISBN 0471485993.

BENEDITO, R. d. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BENVIDI, A.; ABBASI, S.; GHARAGHANI, S.; TEZERJANI, M. D.; MASOUM, S. Spectrophotometric determination of synthetic colorants using pso–ga–ann. **Food Chemistry**, v. 220, p. 377 – 384, Abril 2017. ISSN 0308-8146.

BEZERRA, S. M. da S.; ARAÚJO, P. S. R. de; BARBOSA, D.; DUARTE, C. H. Motivações e impactos da geração distribuída fotovoltaica conectada a rede na matriz energética brasileira. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2016.

BHISE, D. R.; KANKALE, R. S.; JADHAO, S. Impact of distributed generation on protection of power system. In: **2017 International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 399–405.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of engineering systems**. [S.l.]: Springer, 1992.

BLAABJERG, F.; YANG, Y.; YANG, D.; WANG, X. Distributed power-generation systems and protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1311–1331, 2017.

BORKOWSKA, B. Probabilistic load flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 3, p. 752–759, 1974.

CHANDRARATNE, C.; WOO, W. L.; LOGENTHIRAN, T.; NAAYAGI, R. Adaptive over-current protection for power systems with distributed generators. In: IEEE. **2018 8th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)**. [S.l.], 2018. p. 98–103.

CHAUDHARY, P.; RIZWAN, M. Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high pv penetration: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 82, p. 3279–3287, 2018.

CHIRADEJA, P. Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis. In: **2005 IEEE/PES Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–5.

CORTE, G. D. da. **Equivalente de redes elétricas aplicado na supervisão de redes de distribuição com inserção de microgeração fotovoltaica distribuída**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019.

CUNHA, W. L. **Impacto da inserção massiva de microgeração distribuída em consumidores sensíveis a distúrbios no fornecimento de energia**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2019.

DIAS, M. V. X.; BORTONI, E. d. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 11, n. 2, p. 11, 2005.

DING, F.; MATHER, B.; GOTSEFF, P. Technologies to increase pv hosting capacity in distribution feeders. In: IEEE. **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.], 2016. p. 1–5.

DUGAN, R. C. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.]: Electric Power Research Institute, 2018.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **Simulation Tool – OpenDSS**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>. Acesso em: 10 de outubro de 2020.

EPE. Balanço energético nacional. **Recuperado de <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>**, 2021.

ETHERDEN, N.; BOLLEN, M. **Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources**. 2011 IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society. [S.l.]: PowerTech, 2011.

Etherden, N.; Bollen, M. H. J. Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources. In: **2011 IEEE Trondheim PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7.

FERRAZ, R. S. F.; FERRAZ, R. S. F.; RUEDA-MEDINA, A. C.; BATISTA, O. E. Genetic optimisation-based distributed energy resource allocation and recloser-fuse coordination. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 20, p. 4501–4508, 2020.

FIGUEIREDO, E. M. do N. **Algoritmo Baseado em Enxame de Partículas para Otimização de Problemas com Muitos Objetivos**. 120 p. Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2013.

GALLEGO, L. A.; FELTRIN, A. Fluxo de potência para sistemas de distribuição considerando incertezas na demanda e nos parâmetros de redes. **Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2008)**, 2008.

GARCIA, F. S. *et al.* **Conversores CC-CC elevadores de tensão, não isolados, com ganhos estáticos elevados**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

GIACOMINI, J. J. **Alocação inteligente de geração fotovoltaica em redes elétricas de distribuição para redução de perdas financeiras em consumidores industriais sensíveis a afundamentos de tensão**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), Sorocaba, 2020.

GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. **Handbook of Metaheuristics**. [S.l.]: Springer US, 2003. (International Series in Operations Research & Management Science). ISBN 9781402072635.

HAQUE, M. M.; WOLFS, P. A review of high pv penetrations in lv distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 62, p. 1195–1208, 2016.

HONG, M.; LOPARO, K. A.; CULVER, W. Towards a more reliable and efficient electric distribution system. In: **2013 IEEE Energytech**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.

IEEE PES. **IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group**. [S.l.], 2016. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 16 de janeiro de 2021.

IEEE STD 1547-2018 (REVISION OF IEEE STD 1547-2003). **IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. [S.l.], 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Banco de Dados Meteorológicos do INMET**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://bdmep.inmet.gov.br>>. Acesso em: 16 de janeiro de 2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**. [S.l.], 2002.

ISMAEL, S. M.; ALEEM, S. H. A.; ABDELAZIZ, A. Y.; ZOBAA, A. F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable energy**, Elsevier, v. 130, p. 1002–1020, 2019.

KENNEDY, J. The particle swarm: social adaptation of knowledge. In: **Proceedings of 1997 IEEE International Conference on Evolutionary Computation (ICEC '97)**. [S.l.: s.n.], 1997. p. 303–308.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: **Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks**. [S.l.: s.n.], 1995. v. 4, p. 1942–1948 vol.4.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: **2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 908–912 vol.2.

KHOSHKBAR-SADIGH, A.; SMEDLEY, K. The necessity of time-series simulation for investigation of large-scale solar energy penetration. In: IEEE. **2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. [S.l.], 2015. p. 1–5.

- KIM, I. Optimal distributed generation allocation for reactive power control. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 11, n. 6, p. 1549–1556, 2017.
- KROESE, D. P.; BRERETON, T.; TAIMRE, T.; BOTEV, Z. I. Why the monte carlo method is so important today. **WIRES Computational Statistics**, v. 6, n. 6, p. 386–392, 2014.
- LAMBERTI, F.; CALDERARO, V.; GALDI, V.; PICCOLO, A.; GRADITI, G. Impact analysis of distributed pv and energy storage systems in unbalanced lv networks. In: IEEE. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**. [S.l.], 2015. p. 1–6.
- LAW, A. M.; KELTON, W. D.; KELTON, W. D. **Simulation modeling and analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 2000. v. 3.
- LAZZÚS, J. A. Neural network-particle swarm modeling to predict thermal properties. **Mathematical and Computer Modelling**, Elsevier, v. 57, n. 9-10, p. 2408–2418, 2013.
- LEAL, B.; BARBOSA, D.; SALES, L. Photovoltaic hosting capacity maximization in a low voltage system using particle swarm optimization. **ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021, Online. Anais eletrônicos**, 2021.
- LEE, T.-P.; WU, S.-T.; WANG, J.-M.; CHIU, H.-J.; LO, Y.-K. A modular pv charger with maximum power point tracking and pulse-charging schemes. IET, 2010.
- LIMA, R. H. de; BERNARDON, D. P.; OLIVEIRA, P. H. E. de. Método monte carlo para análise de sobretensão em redes secundárias com elevada conexão de sistemas fv. 2019.
- LOPES, Y.; FERNANDES, N.; MUCHALUAT-SAADE, D. Geração distribuída de energia: Desafios e perspectivas em redes de comunicação. In: **Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 55. ISSN 2177-4978.
- LUENBERGER, D. G.; YE, Y. *et al.* **Linear and nonlinear programming**. [S.l.]: Springer, 1984. v. 2.
- MACHADO, I. d. S. **Análise técnico-econômica do impacto da penetração da geração distribuída em redes de distribuição**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.
- MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J.; RÜTHER, R.; ABREU, S. d. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. d. Atlas brasileiro de energia solar. INPE, 2017.
- MENDES, M. Análise dos impactos da alta inserção de geração distribuída fotovoltaica na proteção de sobrecorrente temporizada. **Ph. D. dissertation**, 2018.
- MOHAMMADI, P.; MEHRAEEN, S. Challenges of pv integration in low-voltage secondary networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 525–535, 2017.
- MONTENEGRO, D.; BELLO, M.; DUGAN, R. C.; TAYLOR, J.; SMITH, J. Evolving the next generation of distribution analysis tools. In: **2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5.

MONTENEGRO, D.; DUGAN, R. C. Opendss and opendss-pm open source libraries for ni labview. In: **2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.

MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. [S.l.]: Ed Unicamp, 2003.

MOTA, J. F. B. **Otimização da Relação Custo Benefício de Projetos de Eficiência Energética do Tipo de Baixa Renda**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2016.

MULENGA, E.; BOLLEN, M. H. Impact of service and feeder cable upgrade on hosting capacity for single phase connected photovoltaics. In: IEEE. **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.

MULENGA, E.; BOLLEN, M. H.; ETHERDEN, N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 115, p. 105445, 2020. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519306490>>.

MURDOCK, H. E.; GIBB, D.; ANDRÉ, T.; SAWIN, J. L.; BROWN, A.; APPAVOU, F.; ELLIS, G.; EPP, B.; GUERRA, F.; JOUBERT, F. *et al.* Renewables 2020-global status report. 2020.

NAVARRO-ESPINOSA, A.; OCHOA, L. F. Increasing the pv hosting capacity of lv networks: Oltc-fitted transformers vs. reinforcements. In: IEEE. **2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. [S.l.], 2015. p. 1–5.

NAVARRO-ESPINOSA, A.; OCHOA, L. F. Probabilistic impact assessment of low carbon technologies in lv distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 31, n. 3, p. 2192–2203, 2015.

OCHOA, L. F.; PADILHA-FELTRIN, A.; HARRISON, G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 3, p. 1452–1458, 2006.

OLIVEIRA, V. Y. M. d. **Alocação ótima de geração distribuída em redes de distribuição utilizando algoritmo híbrido baseado em cuckoo search e algoritmo genético**. X p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Pará, Belém, 2018.

PAREJA, L. A. G. **Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas**. 161 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

PEGADO, R.; RODRIGUEZ, Y. M. Distribution network reconfiguration with the opendss using improved binary particle swarm optimization. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 16, n. 6, p. 1677–1683, 2018.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D’HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, n. 6, p. 787 – 798, 2005. ISSN 0301-4215.

PINTO, J. T.; AMARAL, K. J.; JANISSEK, P. R. Deployment of photovoltaics in brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing. **Solar Energy**, Elsevier, v. 133, p. 73–84, 2016.

RIBEIRO, R. V. **Sistema fotovoltaico autônomo baseado em conversores cc-cc boost**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

ROCHA, C.; RADATZ, P. **Nota Técnica - Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS**. [S.l.]: Grupo de Usuários do OpenDSS Brasil, 2018.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 3rd. ed. [S.l.]: Wiley Publishing, 2016. ISBN 1118632168.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 74, p. 590–601, 2017.

SANTOS, S. A. B. d. **Utilização da meta-heurística PSO para otimização multiobjetivo de um Smart Home Controller**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

SARMIENTO, D. A. **Controle de tensão em sistemas de distribuição com elevada penetração de painéis fotovoltaicos**. 100 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SARMIENTO, D. A.; VERGARA, P. P.; SILVA, L. C. D.; ALMEIDA, M. C. D. Increasing the pv hosting capacity with oltc technology and pv var absorption in a mv/lv rural brazilian distribution system. In: IEEE. **2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.], 2016. p. 395–399.

SEXAUER, J. **New User Primer: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.]: OpenDSS User, 2012.

SHAKERI, M.; SADEGHI-NIARAKI, A.; CHOI, S.-M.; ISLAM, S. Performance analysis of iot-based health and environment wsn deployment. **Sensors**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 20, n. 20, p. 5923, 2020.

SHAYANI, R. A. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. x p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SILVA, E. N.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. Avaliação probabilística do impacto de gd fotovoltaica nos índices de conformidade de tensão. In: **XX Congresso Brasileiro de Automática (CBA)**. [S.l.: s.n.], 2014.

SOARES, M. F. V. **Análise comparativa de políticas públicas e desenvolvimento regulatório da energia solar fotovoltaica no Brasil e na Alemanha**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019.

- SOCOL, F. J.; PEREIRA, A. L.; CELESTE, W. C.; COURA, D. J. C.; CHAVES, G. d. L. D. Desafios para implementação da geração distribuída de energia no brasil: Uma revisão integrativa da literatura. **Brazilian Journal of Production Engineering-BJPE**, v. 2, n. 3, p. 31–43, Dezembro 2016.
- SPAVIERI, G.; CAVALCA, D. L.; FERNANDES, R. A.; LAGE, G. G. An adaptive individual inertia weight based on best, worst and individual particle performances for the PSO algorithm. In: SPRINGER. **International Conference on Artificial Intelligence and Soft Computing**. [S.l.], 2018. p. 536–547.
- TORQUATO, R.; SALES, D.; PEREIRA, C.; EIRA, P.; FREITAS, W. A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2018.
- VARGAS, M. C. **Análise dos impactos das faltas na proteção de sobrecorrente em redes de distribuição com elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.
- VARGAS, M. C.; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E. Impacts of high pv penetration on voltage profile of distribution feeders under brazilian electricity regulation. In: **2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 38–44.
- VIRAL, R.; KHATOD, D. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. **Renewable and sustainable energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 7, p. 5146–5165, 2012.
- WALLING, R. A.; SAINT, R.; DUGAN, R. C.; BURKE, J.; KOJOVIC, L. A. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, Julho 2008.
- WANG, D.; TAN, D.; LIU, L. Particle swarm optimization algorithm: an overview. **Soft Computing**, v. 22, p. 387 – 408, Janeiro 2018.
- ZANIN, P. S. J. *et al.* **Modelo multiobjetivo de alocação e dimensionamento de geração distribuída para redes de distribuição**. X p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2018.
- ZAPATA, C. J. Análisis probabilístico y simulación. **Grupo de investigación en planeamiento de sistemas eléctricos**. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira-Colombia, 2010.

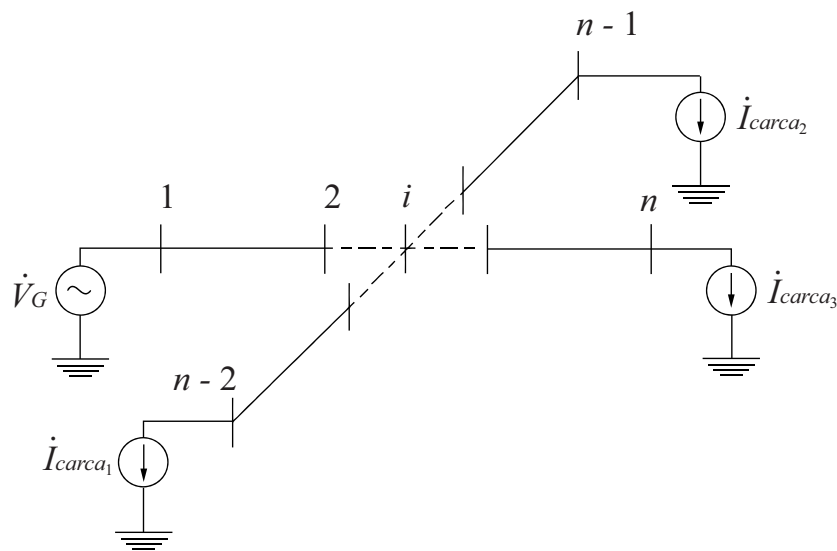
APÊNDICE A

Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS

O *software* OpenDSS é uma ferramenta computacional muito utilizada para a análise de sistemas de distribuição, que formula o problema de fluxo de potência em cima de uma matriz de admitância nodal (PEGADO; RODRIGUEZ, 2018). A matriz de admitância nodal é a matriz que relaciona as tensões nodais e as correntes injetadas, e como seu próprio nome diz, ela é composta por admitâncias, seja elas admitâncias de entrada em um nó específico, $\bar{Y}_{ii}$, ou admitâncias de transferência entre um nó e outro, $\bar{Y}_{ij} \mid i \neq j$ (DUGAN, 2018; ROCHA; RADATZ, 2018; MACHADO, 2016).

Na Figura 30 é apresentado um exemplo de um sistema elétrico constituído por n nós, um gerador, $\vec{V}_G$, e três cargas, modeladas nessa situação como fontes de correntes, $\dot{I}_{carga1}$, $\dot{I}_{carga2}$ e $\dot{I}_{carga3}$.

Figura 30 – Sistema elétrico fictício com n barras.



Fonte – Rocha e Radatz (2018).

A solução do fluxo de potência se baseia na Equação (19), que apresenta a relação entre a matriz de admitância nodal, tensões nodais e correntes injetadas, ressalta-se que

a admitância $\bar{Y}$ é o inverso da impedância.

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_1 \\ \vdots \\ \vec{I}_i \\ \vdots \\ \vec{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1i} & \cdots & \bar{Y}_{1n} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \bar{Y}_{i1} & \cdots & \bar{Y}_{ii} & \cdots & \bar{Y}_{in} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \cdots & \bar{Y}_{ni} & \cdots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vdots \\ \vec{V}_i \\ \vdots \\ \vec{V}_n \end{bmatrix} \quad (19)$$

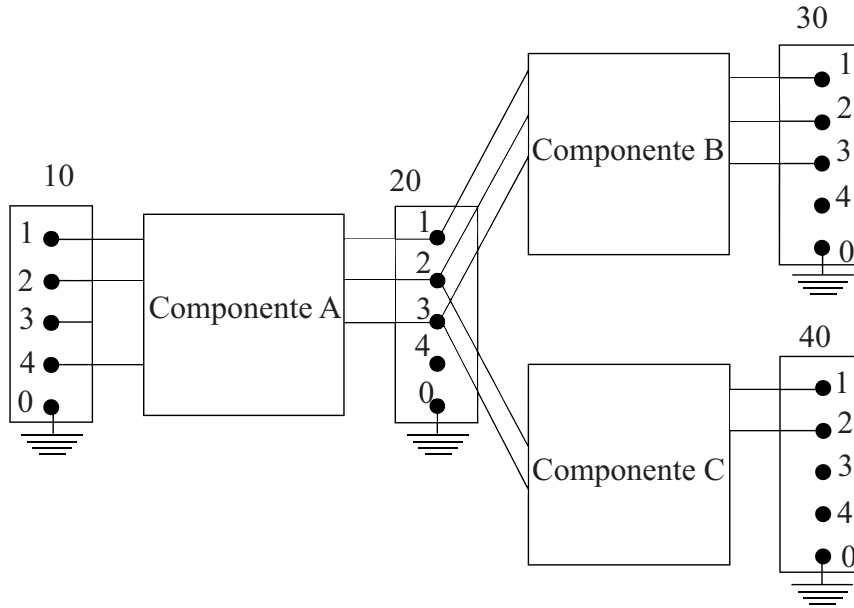
Vale salientar que o gerador e as cargas na Figura 30, são considerados elementos externos à rede, conectados nos nós $1, n-2, n-1, n$, chamados portanto, de barras de fronteira do sistema. Através da Equação (20) é possível calcular que as correntes injetadas nos barramentos que não possuem conexão direta aos elementos externos, sempre serão zero, visto que, pela Lei de Kirchhoff dos nós, a corrente que entra em um nó, é igual a corrente que sai (DUGAN, 2018).

$$\vec{I} = \begin{bmatrix} \vec{I}_1 \\ \vec{I}_2 \\ \vdots \\ \vec{I}_i \\ \vdots \\ \vec{I}_{n-2} \\ \vec{I}_{n-1} \\ \vec{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vec{I}_1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ -\vec{I}_{carga1} \\ -\vec{I}_{carga2} \\ -\vec{I}_{carga3} \end{bmatrix} \quad (20)$$

É importante mencionar, que para criar a matriz de admitância nodal da rede, é necessário levar em consideração as matrizes nodais primitivas. Isso porque, o sistema é composto por diversos elementos, como cargas, linhas de distribuição e geradores, consequentemente, cada elemento possui sua matriz de admitância nodal (DUGAN, 2018; ROCHA; RADATZ, 2018).

Na Figura 31, é apresentado um sistema genérico, constituído pelas barras 10, 20, 30 e 40, e entre essas barras os elementos, representados por Componente A, Componente B e Componente C.

Figura 31 – Rede Genérica com três componentes.



Fonte – Rocha e Radatz (2018).

Cada um dos três componentes elétricos apresentados na Figura 31, apresenta uma matriz primitiva. No caso do Componente A, por exemplo, está conectado em 4 fases do lado esquerdo e três fases do lado direito, logo sua matriz de admitância primitiva nodal é representada pelo somatório da quantidade de fases de ambos os lados. Isso porque, para compor a matriz primitiva é necessário englobar as tensões e correntes dos lados esquerdo e direito de cada componente, resultando, portanto, na Equação (21) (ROCHA; RADATZ, 2018; DUGAN, 2018; CORTE, 2019).

$$\bar{A}_{prim_{7 \times 7}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 10.1 & 10.2 & 10.3 & 10.4 & 20.1 & 20.2 & 20.3 \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} \bar{Y}_{a11} & \bar{Y}_{a12} & \bar{Y}_{a13} & \bar{Y}_{a14} & \bar{Y}_{a15} & \bar{Y}_{a16} & \bar{Y}_{a17} \\ \bar{Y}_{a21} & \bar{Y}_{a22} & \bar{Y}_{a23} & \bar{Y}_{a24} & \bar{Y}_{a25} & \bar{Y}_{a26} & \bar{Y}_{a27} \\ \bar{Y}_{a31} & \bar{Y}_{a32} & \bar{Y}_{a33} & \bar{Y}_{a34} & \bar{Y}_{a35} & \bar{Y}_{a36} & \bar{Y}_{a37} \\ \bar{Y}_{a41} & \bar{Y}_{a42} & \bar{Y}_{a43} & \bar{Y}_{a44} & \bar{Y}_{a45} & \bar{Y}_{a46} & \bar{Y}_{a47} \\ \bar{Y}_{a51} & \bar{Y}_{a52} & \bar{Y}_{a53} & \bar{Y}_{a54} & \bar{Y}_{a55} & \bar{Y}_{a56} & \bar{Y}_{a57} \\ \bar{Y}_{a61} & \bar{Y}_{a62} & \bar{Y}_{a63} & \bar{Y}_{a64} & \bar{Y}_{a65} & \bar{Y}_{a66} & \bar{Y}_{a67} \\ \bar{Y}_{a71} & \bar{Y}_{a72} & \bar{Y}_{a73} & \bar{Y}_{a74} & \bar{Y}_{a75} & \bar{Y}_{a76} & \bar{Y}_{a77} \end{bmatrix} & \begin{matrix} 10.1 \\ 10.2 \\ 10.3 \\ 10.4 \\ 20.1 \\ 20.2 \\ 20.3 \end{matrix} \end{matrix} \quad (21)$$

Vale ressaltar que na Equação (21), as quatro primeiras linhas e colunas estão relacionadas com o barramento da esquerda e as demais linhas e colunas referem-se ao barramento da direita, resultando em uma matriz 7x7. O Componente B foi constituído de forma similar ao Componente A. Na Equação (22), as três primeiras linhas e colunas

referem-se ao barramento da esquerda, que como apresentado na Figura 31 possui três fases, enquanto as outras linhas e colunas estão relacionadas ao barramento da direita, que também possui três fases, resultando em uma matriz 6x6.

$$\bar{B}_{prim_{6 \times 6}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 20.1 & 20.2 & 20.3 & 30.1 & 30.2 & 30.3 \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} \bar{Y}_{b11} & \bar{Y}_{b12} & \bar{Y}_{b13} & \bar{Y}_{b14} & \bar{Y}_{b15} & \bar{Y}_{b16} \\ \bar{Y}_{b21} & \bar{Y}_{b22} & \bar{Y}_{b23} & \bar{Y}_{b24} & \bar{Y}_{b25} & \bar{Y}_{b26} \\ \bar{Y}_{b31} & \bar{Y}_{b32} & \bar{Y}_{b33} & \bar{Y}_{b34} & \bar{Y}_{b35} & \bar{Y}_{b36} \\ \bar{Y}_{b41} & \bar{Y}_{b42} & \bar{Y}_{b43} & \bar{Y}_{b44} & \bar{Y}_{b45} & \bar{Y}_{b46} \\ \bar{Y}_{b51} & \bar{Y}_{b52} & \bar{Y}_{b53} & \bar{Y}_{b54} & \bar{Y}_{b55} & \bar{Y}_{b56} \\ \bar{Y}_{b61} & \bar{Y}_{b62} & \bar{Y}_{b63} & \bar{Y}_{b64} & \bar{Y}_{b65} & \bar{Y}_{b66} \end{bmatrix} & \begin{matrix} 20.1 \\ 20.2 \\ 20.3 \\ 30.1 \\ 30.2 \\ 30.3 \end{matrix} \end{matrix} \quad (22)$$

Finalmente, o Componente C possui duas fases conectadas ao lado esquerdo e duas fases ao lado direito, obtendo uma matriz 4x4, como apresentado na Equação (23).

$$\bar{C}_{prim_{4 \times 4}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 20.2 & 20.3 & 40.1 & 40.2 \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} \bar{Y}_{c11} & \bar{Y}_{c12} & \bar{Y}_{c13} & \bar{Y}_{c14} \\ \bar{Y}_{c21} & \bar{Y}_{c22} & \bar{Y}_{c23} & \bar{Y}_{c24} \\ \bar{Y}_{c31} & \bar{Y}_{c32} & \bar{Y}_{c33} & \bar{Y}_{c34} \\ \bar{Y}_{c41} & \bar{Y}_{c42} & \bar{Y}_{c43} & \bar{Y}_{c44} \end{bmatrix} & \begin{matrix} 20.2 \\ 20.3 \\ 40.1 \\ 40.2 \end{matrix} \end{matrix} \quad (23)$$

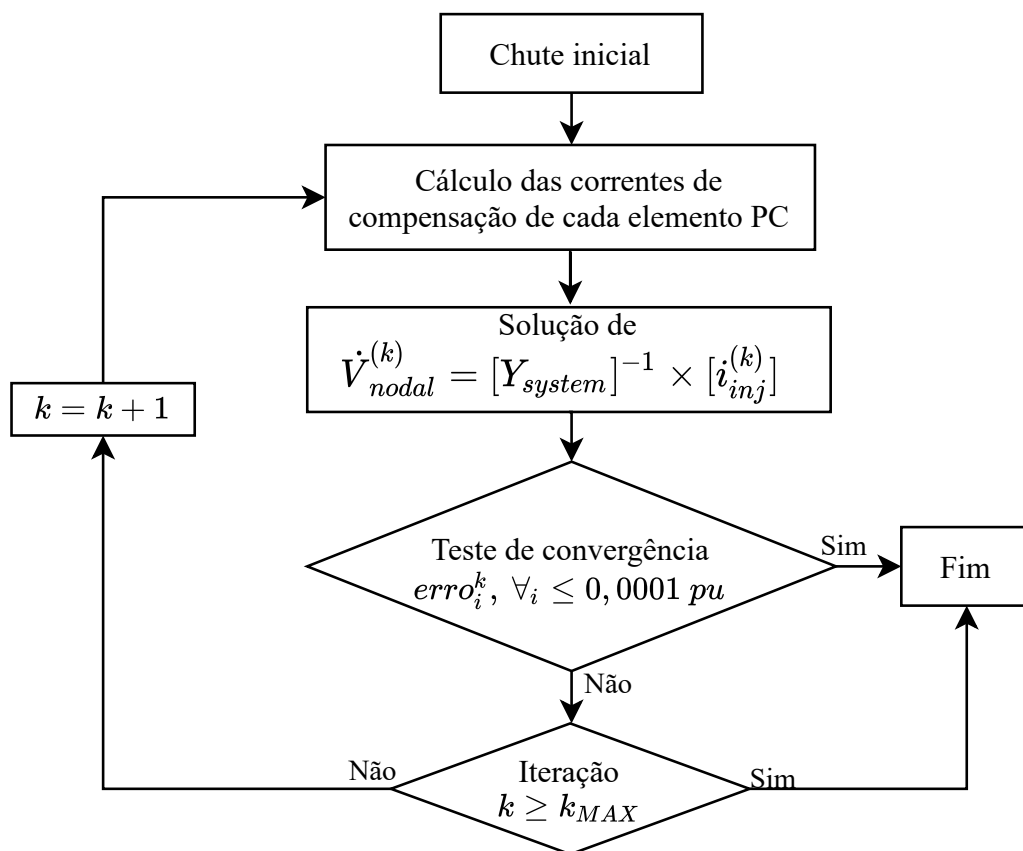
A partir disso, as matrizes primitivas resultantes de cada elemento são associadas a fim de se obter a matriz de admitância total do sistema, $\bar{Y}_{System}$ (CORTE, 2019). Primeiramente, $\bar{Y}_{System}$ é inicializada como uma matriz nula, cuja dimensão depende da quantidade de fases conectadas a cada barra do sistema. Em seguida, as matrizes primitivas de cada elemento são incluídas na matriz $\bar{Y}_{System}$, caso haja sobreposição entre os elementos que compõem a matriz, estes são somados (CORTE, 2019; ROCHA; RADATZ, 2018; DUGAN, 2018).

Além disso, a matriz de admitância nodal do sistema sempre é mantida constante durante a solução de um fluxo de potência. Contudo, em determinados modos de solução do OpenDSS, a rede pode ter o seu estado alterado. Nesses casos, a matriz de admitância nodal é refatorada e atualizada antes da próxima solução (ROCHA; RADATZ, 2018).

Assim, para que seja possível entender o algoritmo de fluxo de potência do OpenDSS, é necessário entender as principais etapas do método, detalhadas na Figura 32. A primeira etapa consiste em um chute inicial, o qual realiza uma solução direta da matriz $\bar{Y}_{System}$, levando em consideração apenas as correntes constantes, ou seja, as correntes injetadas por fontes (DUGAN, 2018). A solução da Equação 19 resulta na tensão nodal inicial.

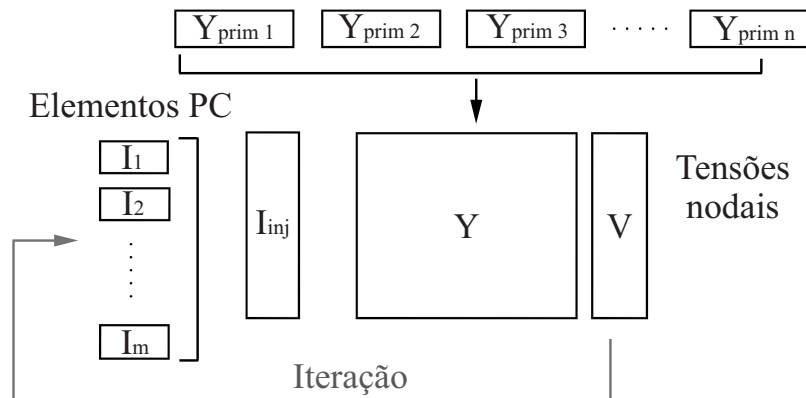
Em seguida, é necessário calcular as correntes injetadas, por geradores, cargas e armazenadores de energia, que são elementos de conversão de energia (do inglês *Power Conversion Elements* - PC). Dessa forma, a partir do cálculo das correntes injetadas, as tensões nodais são recalculadas e atualizadas, posteriormente é verificado se houve convergência ou não, como foi apresentado na Figura 32. Caso afirmativo, o processo iterativo é concluído. Caso contrário, as correntes injetadas e as tensões nodais são recalculadas, até que o sistema convirja ou até que a quantidade máxima de iterações permitida seja excedida (DUGAN, 2018).

Figura 32 – Fluxograma do processo de solução iterativa presente no *software* OpenDSS.



Fonte – Adaptado de Dugan (2018).

Por fim, na Figura 33, é apresentado um diagrama esquemático para facilitar a compreensão do funcionamento da solução iterativa presente no OpenDSS (MACHADO, 2016; DUGAN, 2018).

Figura 33 – Solução iterativa presente no *software* OpenDSS.

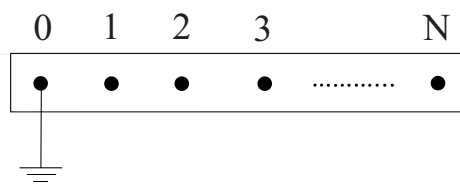
Fonte – Adaptado de Dugan (2018).

A.1 PRINCIPAIS ELEMENTOS DO OPENDSS

Nesta seção, serão abordadas as definições relacionadas aos principais elementos do OpenDSS empregados nessa dissertação, dentre eles: barra, terminal, elemento de transporte de energia, elemento de conversão de energia e o sistema fotovoltaico.

A.1.1 Barra

Um barramento é um elemento de circuito com um número determinado de nós, que atua como um ponto de conexão para todos os outros elementos do circuito. Na Figura 34 é apresentado um modelo esquemático desse barramento, com um número N de nós. Vale salientar que para cada nó há um valor de tensão, o qual estará relacionado à um referencial de tensão igual a $0V$, também presente na Figura 34 (SEXAUER, 2012).

Figura 34 – Modelo de uma barra com N nós.

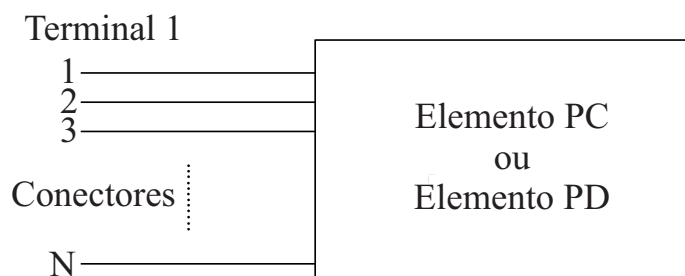
Fonte – Adaptado de Dugan (2018).

A.1.2 Terminal

Na Figura 35 é apresentado um modelo de um terminal com N conectores, caso o terminal esteja conectado a um dispositivo trifásico, por exemplo, os 3 primeiros conectores são correspondentes as respectivas fases. Dessa forma, os demais conectores

podem ser associados a neutros, ou quaisquer outro conector sem energia (DUGAN, 2018).

Figura 35 – Modelo de um terminal com N conectores.

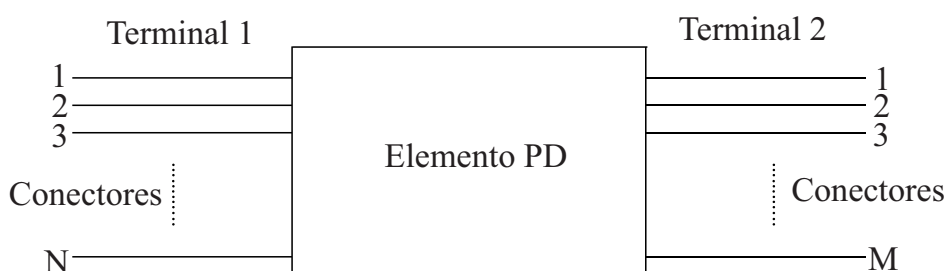


Fonte – Adaptado de Dugan (2018).

A.1.3 Elemento de Transporte de Energia (PD)

Os elementos de transporte de energia (do inglês, *Power Delivery* - PD), geralmente possuem dois ou mais terminais multifásicos, como apresentados na Figura 36. A principal função desse elemento consiste no transporte de energia, sendo possível citar como exemplos as linhas de distribuição e transformadores. Assim, eles podem possuir mais de um terminal, com exceção de capacitores e reatores conectados em paralelo (DUGAN, 2018).

Figura 36 – Modelo de um elemento de transporte de energia.

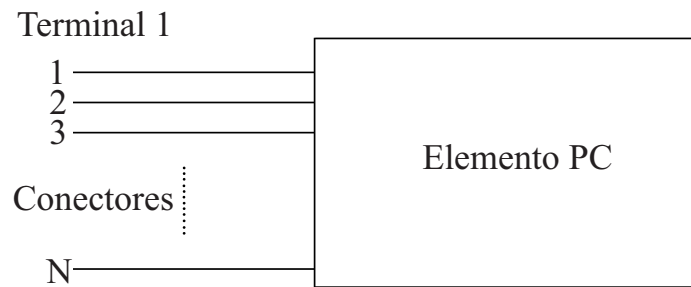


Fonte – Adaptado de Dugan (2018).

A.1.4 Elemento de Conversão de Energia (PC)

Os elementos de conversão de energia, como o próprio nome diz, convertem a energia da forma elétrica para alguma outra forma, ou vice-versa. No caso dos elementos reativos, eles podem armazenar energia temporariamente e depois devolvê-la. Ademais, a maioria terá apenas uma conexão com o sistema de energia e, portanto, apenas uma terminal multifásico, como apresentado na Figura 37 (DUGAN, 2018).

Figura 37 – Modelo de um elemento de conversão de energia com N conectores.

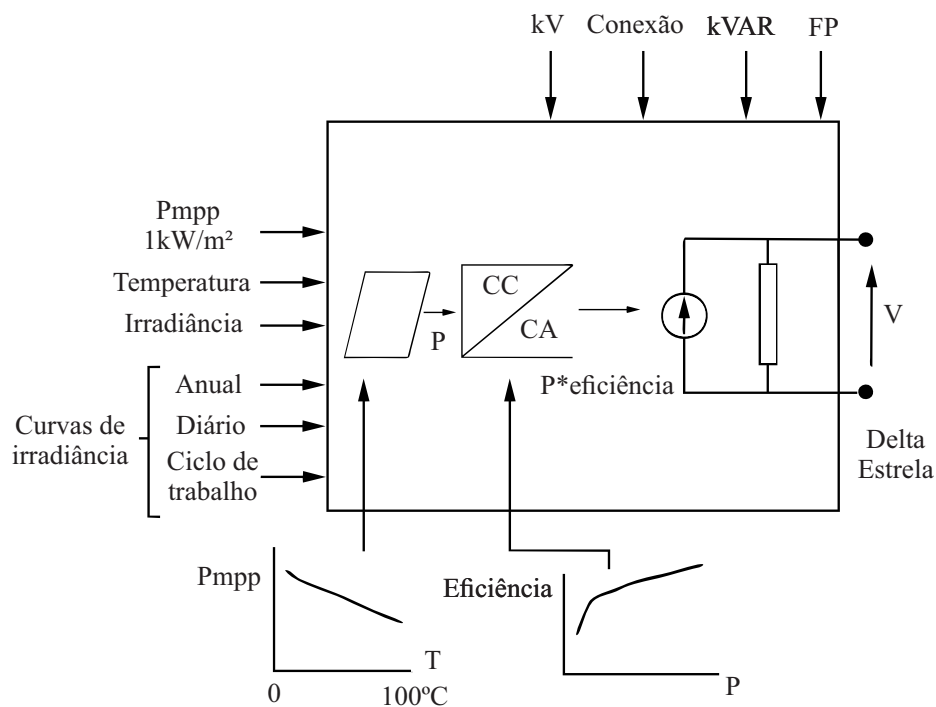


Fonte – Adaptado de Dugan (2018).

A.1.5 Sistema Fotovoltaico

O modelo desenvolvido para simular a geração fotovoltaica, (do inglês, *PVSystem Element Model*) é apresentado na Figura 38. Esse modelo é constituído por um único bloco composto por um gerador fotovoltaico e um inversor, que é capaz de encontrar o ponto de máxima potência do sistema, através da inserção da curva característica de potência versus temperatura do módulo (ANZANELLO *et al.*, 2016).

Figura 38 – Modelo de um sistema fotovoltaico.



Fonte – Adaptado de Dugan (2018).

Ainda na Figura 38, a potência ativa (P) é dada em função da irradiância, da

temperatura do módulo e da máxima potência ativa de geração (P_{mpp}), de acordo com a curva característica do módulo. Além disso, é necessário inserir a curva característica de eficiência do inversor de acordo com a potência de operação. Por outro lado, a potência reativa pode ser especificada por um valor fixo ou através do fator de potência (ANZANELLO *et al.*, 2016).