

### Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição Utilizando Múltiplos Cenários de Geração com Discretização Intra-horária

Camila Schuck Corrêa

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Glauco Nery Taranto Daniela B. de Almeida

Rio de Janeiro

Março de 2020

### Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição Utilizando Múltiplos Cenários de Geração com Discretização Intra-horária

Camila Schuck Corrêa

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Examinada por:

Prof. (Orientador) Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Eng. (Coorientadora) Daniela B. de Almeida, B.Sc.

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Eng. David Rodrigues Parrini, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Março de 2020

Schuck Corrêa, Camila

Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição Utilizando Múltiplos Cenários de Geração com Discretização Intra-horária/ Camila Schuck Corrêa – Rio de Janeiro: UFRJ/ ESCOLA POLITÉCNICA, 2020.

VIII, 63 p.: il.; 29,7 cm

Orientadores: Glauco Nery Taranto, Daniela Bayma de Almeida

Projeto de Graduação – UFRJ/ POLI / Engenharia Elétrica, 2020

Referências Bibliográficas: p. 61-63

1. Geração Distribuída. 2. Múltiplos Cenários. 3. OpenDSS.

I. Taranto Nery, Glauco *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia Elétrica. III. Título.

### Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus pais, Claudia e Antonio, por sempre me apoiarem e incentivarem em relação aos estudos. Pela ajuda e carinho nos momentos mais difíceis. Agradeço ao meu irmão Gabriel, meu padrasto Moacir e a meus familiares, que me acompanharam nesses anos de graduação e me deram todo o apoio necessário.

Agradeço também aos meus orientadores, Glauco e Daniela, pela atenção e dedicação para esclarecer dúvidas e por todo auxílio no desenvolvimento deste trabalho. Além disso, pelo aprendizado que obtive nesse período. Agradeço ao meu "terceiro orientador", David, por compartilhar comigo sua experiência e conhecimento sobre os sistemas de distribuição e programação em *Python*, que foram fundamentais o trabalho, além de sua disponibilidade.

À equipe da PSR, Amanda, Martha, Maynara, Silvio e Igor, que me auxiliaram tanto com seus conhecimentos e informações relevantes para o trabalho, quanto com apoio e motivação, essenciais nesse período. Um agradecimento especial à Daniela, Amanda e Martha por terem sugerido este tema tão instigante e atual para o meu trabalho, e ao Pedro, por ter fornecido dados extremamente importantes para sua execução.

Aos meus amigos, agradeço pelo companheirismo, atenção, conversas e conselhos, em todos os momentos. Agradeço aos meus professores da UFRJ, por me ensinarem tanto e participarem da minha formação como aluna, profissional e pessoa.

Por fim, agradeço a todos que contribuíram de alguma forma neste trabalho e na minha caminhada durante a graduação.

i

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

# Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição utilizando múltiplos cenários de geração com discretização intra-horária

#### Camila Schuck Corrêa

#### 03/2020

Orientador: Glauco Nery Taranto Coorientadora: Daniela Bayma de Almeida

Curso: Engenharia Elétrica

Os esforços mundiais para reduzir as emissões de carbono e adotar tecnologias sustentáveis para o desenvolvimento energético dos países impulsionaram a expansão das fontes de energia renováveis e da geração distribuída. Desta forma, foram introduzidos novos desafios na operação e planejamento do setor elétrico. Além disso, a presença de fontes de geração próximas dos centros de consumo alterou alguns paradigmas do sistema elétrico de distribuição.

Assim, em virtude do crescimento da geração distribuída baseada em fontes renováveis, destacando-se a fonte solar fotovoltaica, é fundamental que sejam analisados os efeitos que esta forma de geração provoca nas redes elétricas de distribuição. É necessário considerar a variabilidade e incerteza características das fontes de energia renováveis nos estudos de planejamento e operação dos sistemas elétricos de distribuição com inserção de geração distribuída, para melhor capturar o real efeito das fontes no sistema elétrico.

Portanto, neste trabalho de conclusão de curso propõe-se desenvolver uma metodologia para análise de redes elétricas de distribuição com inserção de geração distribuída fotovoltaica a partir da utilização de múltiplos cenários de geração com discretização intra-horária. A metodologia desenvolvida utiliza como base o *software OpenDSS* e a linguagem de programação *Python* para realizar simulações de fluxo de potência trifásico e análises probabilísticas dos resultados.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

### Analysis of the impact of photovoltaic distributed generation in distribution systems using multiple generation scenarios with intra-hour discretization

Camila Schuck Corrêa

03/2020

Advisor: Glauco Nery Taranto Co-advisor: Daniela Bayma de Almeida

Course: Electrical Engineering

The global effort to reduce carbon emissions and adopt sustainable technologies for countries' energetic development have driven the expansion of renewable energy sources and distributed generation. As a result, new challenges were introduced in the planning and operation of the electricity sector. Furthermore, the presence of generation sources nearby the consumption centers has changed some paradigms of the electrical distribution systems.

Thereby, in view of the growth of distributed generation based on renewable energy sources, with emphasis on the solar photovoltaic technology, it is essential to analyze the effects of this form of generation on electrical distribution networks. It is necessary to consider the variability and uncertainty of renewable energy sources in the planning and operation studies of electrical distribution systems with insertion of distributed generation, in order to better capture the effect of those sources in the electrical system.

Therefore, this work proposes to develop a methodology for the analysis of electrical distribution networks with photovoltaic distributed generation insertion, using multiple generation scenarios with intra-hour discretization. The methodology developed uses the OpenDSS software and the Python programming language as a base to perform three-phase power flow simulations and probabilistic analysis of the results.

### Sumário

Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	viii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 – Motivação	1
1.2 – Objetivo	4
1.3 – Estrutura do Trabalho	4
Capítulo 2	6
Visão Geral dos Sistemas Elétricos de Potência	6
2.1 – Os sistemas elétricos de transmissão	6
2.2 – Os sistemas elétricos de distribuição	7
2.3 – Comparação entre os sistemas de transmissão e distribuição	9
Capítulo 3	. 10
Inserção de Geração Distribuída nas Redes de Distribuição	. 10
3.1 – A geração distribuída e seus efeitos na rede de distribuição	. 10
3.1.1 – Fluxo Reverso	. 11
3.1.2 – Carregamento e perdas no alimentador	. 12
3.1.3 – Perfil de tensão ao longo do alimentador	. 12
3.2 – Representação da geração solar fotovoltaica com múltiplos cenários	. 15
Capítulo 4	. 17
Modelos Computacionais	. 17
4.1 – O OpenDSS	. 17
4.1.1 – Visão geral e principais usos	. 17
4.1.2 – Modelagem dos elementos da rede trifásica	. 18
a) Linhas	. 19
b) Transformadores	. 20
c) Geradores	. 20
d) Cargas	. 21
4.1.3 – Solução de fluxo de potência: Método de Injeção de Correntes Trifási	co
	. 21
4.2 – Metodologia desenvolvida	. 23
Capítulo 5	. 27
Estudos de caso	. 27
5.1 – Caso IEEE 13 barras	. 27
5.1.1 – Descrição do sistema	. 27

5.1.2 – Cenários de geração solar e perfis de carga	28
5.1.3 – Resultados	31
Análise dos níveis de tensão	32
Análise do carregamento dos circuitos	38
Análise das perdas no alimentador	41
5.2 – Caso de um alimentador real de uma distribuidora	43
5.2.1 – Descrição do sistema e premissas adotadas	43
5.2.2 – Resultados	45
Análise dos níveis de tensão	46
Análise do carregamento dos circuitos	53
Análise das perdas no alimentador	54
Capítulo 6	57
Conclusões	57
6.1 Trabalhos futuros	59
Referências Bibliográficas	61

## Lista de Figuras

Figura 1 – Custo médio ponderado da capacidade instalada global e percentis dos
projetos por tecnologia [5]
Figura $2 - 2(a)$ : Evolução da capacidade instalada de geração distribuída no Brasil ao
longo dos anos [9]; 2(b): Localização das instalações de GD no Brasil por distribuidora
em 2020 [10]
Figura 3 – Representação esquemática dos sistemas elétricos de potência
Figura 4 – Esquema dos níveis de tensão do sistema elétrico de distribuição brasileiro. 8
Figura 5 – Esquema de uma subestação do sistema de distribuição de energia elétrica,
adaptado de [16]
Figura $6 - (a)$ Evolução da capacidade instalada mundial de energia solar fotovoltaica;
(b) Evolução da capacidade instalada mundial de energia eólica. Adaptado de [21] 10
Figura 7 $-(a)$ Fluxo no alimentador em seu sentido tradicional; (b) Fluxo reverso no
alimentador provocado pela GD 12
Figura 8 $-(a)$ Perfil de tensão ao longo do alimentador tradicional; (b) Perfil de tensão
ao longo do alimentador com inserção de GD 13
Figura 9 – Geração de uma planta solar fotovoltaica em diferentes meses [24] 15
Figura 10 – Esquema da integração entre elementos PD e PC no OpenDSS 19
Figura 11 – Esquema da metodologia desenvolvida no trabalho
Figura 12 – Esquema do alimentador do caso IEEE 13 barras
Figura 13 – Amostra de perfis de geração solar utilizados nas simulações 29
Figura 14 – Perfil de geração solar de referência
Figura 15 – Perfil de carga residencial utilizado nas simulações
Figura 16 – Tensão ao longo do dia na barra 611 para todos os cenários simulados 34
Figura 17 – Análise probabilística da tensão ao longo do dia na barra 611 34
Figura 18 – Análise probabilística da tensão ao longo do dia na barra 652 35
Figura 19 – Tensões ao longo dia na barra 671, destacando o valor médio e um cenário
selecionado
Figura 20 – Distribuição de probabilidade acumulada da variação de tensão em pu entre
intervalos consecutivos na barra 611
Figura 21 – Carregamento ao longo do dia na linha 611-684 (fase C) para todos os
cenários simulados
Figura 22 – Análise probabilística do carregamento ao longo do dia na linha 611-684.40
Figura 23 – Análise probabilística do carregamento ao longo do dia na linha 650-632
fase C
Figura 24 - Perdas no alimentador ao longo do dia para todos os cenários simulados. 43
Figura 25 – Esquema do alimentador urbano de uma distribuidora real 44
Figura 26 – Carga total em kW de um dia útil no alimentador para o cenário sem GD. 45
Figura 27 – Tensão nas fases A, B e C em barras selecionadas da média tensão ao meio-
dia
Figura 28 – Tensão na fase C em uma barra selecionada da média tensão ao meio-dia.48

Figura 29 – Perfil de tensão ao longo do alimentador na MT ao meio-dia para diferentes
cenários de geração 49
Figura 30 – Tensão nas fases A, B e C em barras selecionadas da baixa tensão ao meio-
dia
Figura 31 – Análise probabilística da tensão na fase C em barra selecionada da baixa
tensão ao longo do dia
Figura 32 – Distribuição de probabilidade acumulada da variação de tensão em pu entre
intervalos consecutivos em barra da BT 52
Figura 33 – Análise do carregamento ao meio-dia para barras selecionadas do
alimentador
Figura 34 – Análise probabilística das perdas no alimentador ao longo do dia 55

### Lista de Tabelas

Tabela 1 – Resumo dos casos de sobretensão.	33
Tabela 2 – Variação de tensão em pu entre intervalos consecutivos: pontos principais da distribuição de probabilidade	s 38
Tabela 3 – Perdas ativas totais no alimentador em um dia para diferentes cenários simulados.	42
Tabela 4 – Perdas ativas totais no alimentador em um dia útil para diferentes cenários simulados.	55

### Capítulo 1

### Introdução

### 1.1 – Motivação

Nas últimas décadas, com o agravamento das mudanças climáticas, observou-se no mundo o crescimento dos esforços para reduzir as emissões de carbono e preservar os recursos naturais. Ocorreram encontros internacionais para definir diretrizes para a preservação ambiental e políticas ambientais mais rígidas começaram a ser adotadas em diversos países [1]. Então, o desenvolvimento de novas tecnologias passou a priorizar soluções mais eficientes e ambientalmente sustentáveis para as questões da sociedade. Uma destas questões refere-se às fontes de energia, que se baseavam principalmente em combustíveis fósseis [2], como petróleo e carvão, que são altamente poluentes.

Nesse contexto, expandiram-se as fontes de energia renováveis, chamadas também de "não convencionais", utilizando como fonte primária recursos disponíveis em abundância em grande parte do mundo: o vento e a irradiação solar. Os geradores eólicos e solares, que ganharam força no final da década de 1990 [3], oferecem baixos impactos ao meio ambiente, além de utilizarem recursos primários gratuitos e amplamente disponíveis para a geração de energia, apresentando portanto vantagens em relação a fontes de energia tradicionais, como usinas termoelétricas e hidrelétricas de grande porte. Além disso, as fontes de energia eólica e solar vêm recebendo incentivos governamentais, se tornando ainda mais atrativas devido ao menor custo de investimento [4]. Outras fontes de energia renováveis não convencionais que podem ser destacadas são as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e a biomassa.

A Figura 1 apresenta o custo médio da capacidade instalada global para algumas fontes de energia renováveis não convencionais, junto com os percentis dos custos dos projetos em diferentes países.



Figura 1 – Custo médio ponderado da capacidade instalada global e percentis dos projetos por tecnologia [5].

A geração de energia eólica [6] baseia-se principalmente na utilização de aerogeradores de grande porte, *onshore* ou *offshore*, formando um parque gerador comumente localizado em áreas de grande potencial do vento. Como geralmente localiza-se em regiões mais afastadas dos grandes centros de carga, este parque gerador deve ser conectado ao sistema de transmissão para que a energia produzida seja levada aos consumidores. Por outro lado, a principal tecnologia de geração solar, a fotovoltaica [7], apresenta a característica de poder ser instalada em pequenas ou grandes áreas, de acordo com a capacidade de geração desejada. Os painéis solares fotovoltaicos são facilmente instalados em áreas urbanas, podendo ocupar espaços subutilizados, porém de grande incidência solar, como telhados de casas e edifícios. Contudo, geradores solares fotovoltaicos também podem ser instalados em grande quantidade, em um local com área disponível e alta incidência solar, constituindo uma usina solar fotovoltaica. O fato de geradores solares fotovoltaicos serem facilmente instalados em residências e estabelecimentos comerciais contribuiu para incentivar a expansão da geração conectada diretamente ao sistema elétrico de distribuição, ou seja, a geração distribuída (GD) [8].

No Brasil, a participação da GD solar fotovoltaica cresceu aceleradamente a partir de 2015, chegando ao primeiro trimestre de 2019 com 756 MW de potência instalada [9], representando 84% da capacidade instalada total de GD. A Figura 2(a) e a



Figura 2(b) mostram respectivamente a evolução da capacidade instalada de GD no Brasil e a localização das instalações de GD em operação no Brasil por distribuidora.

Figura 2 – 2(a): Evolução da capacidade instalada de geração distribuída no Brasil ao longo dos anos [9]; 2(b): Localização das instalações de GD no Brasil por distribuídora em 2020 [10].

Tradicionalmente os sistemas de geração de energia são centralizados, com geração despachável e localizados distantes dos grandes centros de consumo. Portanto, conectam-se ao sistema de transmissão para que a energia produzida possa chegar aos sistemas de distribuição e atender a todos os consumidores. Entretanto, com a expansão da GD, geradores passaram a ser instalados nos sistemas de distribuição, introduzindo novos desafios para o planejamento e operação dos sistemas elétricos, devido à maior variabilidade, menor previsibilidade e característica não despachável das fontes [11]. Além disso, a GD alterou alguns paradigmas de funcionamento das redes elétricas. Acompanhando o crescimento da GD, expandiram-se também as tecnologias de redes elétricas inteligentes e armazenamento distribuído [12], visando o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis.

O aumento da penetração de GD solar fotovoltaica nas redes de distribuição trouxe alguns desafios para manter o funcionamento do sistema em condições seguras para suprimento da energia, com confiabilidade e qualidade. Destacam-se entre os desafios maiores dificuldades para o atendimento dos níveis de tensão, de acordo com os limites técnicos e regulatórios determinados, além dos efeitos variados provocados pela inserção de GD solar fotovoltaica no fluxo nos circuitos, perdas técnicas no alimentador e operação dos equipamentos [13].

A instalação de GD junto ao consumo tende a diminuir o fluxo vindo da subestação para o atendimento da carga, devido à diminuição da carga líquida do sistema, podendo assim diminuir as perdas no alimentador. Contudo, a injeção de potência na rede pela GD, sobretudo onde não foi dimensionada corretamente, pode ocasionar sobrecargas de linhas e transformadores, maior necessidade de atuação de equipamentos da rede, como *taps* de transformadores e reguladores de tensão, e aumento das tensões nas barras do sistema. Portanto, é fundamental que a inserção de GD nos sistemas de distribuição seja acompanhada de estudos, representando suas características de forma adequada. É importante representar a incerteza e variabilidade da geração das fontes, para que os resultados obtidos estejam compatíveis com a realidade.

#### 1.2 – Objetivo

Em virtude da crescente penetração de recursos energéticos distribuídos ao redor do mundo, e dos consequentes impactos nas redes de distribuição, este trabalho tem o objetivo de analisar o efeito da inserção de geração distribuída fotovoltaica em sistemas elétricos de distribuição a partir da utilização de múltiplos cenários de geração solar, buscando assim capturar a incerteza e variabilidade desta fonte de energia. É proposto pelo trabalho avaliar a importância da utilização de múltiplos cenários, em detrimento de apenas um cenário de geração.

Com esta finalidade, é desenvolvida no trabalho uma metodologia para executar simulações de fluxo de potência trifásico da rede de distribuição empregando múltiplos cenários de geração solar. Além disso, são desenvolvidas análises probabilísticas para avaliar o conjunto de resultados obtidos com as simulações. Os resultados compreendem análises de perfil de tensão, carregamento dos circuitos e perdas ao longo do alimentador.

### 1.3 – Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em 6 capítulos, sendo o Capítulo 1 a introdução. O Capítulo 2 apresenta as características gerais dos sistemas de energia elétrica, destacando características dos sistemas de distribuição, e conceitos fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. O Capítulo 3 apresenta os efeitos provocados pela inserção de geração distribuída na rede de distribuição.

O Capítulo 4 descreve as ferramentas computacionais utilizadas neste trabalho, destacando o *software OpenDSS*, utilizado para a simulação da rede de distribuição trifásica. São abordados no capítulo suas principais funcionalidades, características da modelagem de redes de distribuição e o método de solução de fluxo de potência utilizado. Além disso, o capítulo também apresenta a metodologia desenvolvida no trabalho para análise de sistemas de distribuição com múltiplos cenários de geração solar fotovoltaica. Utiliza-se como base o *OpenDSS* e a linguagem de programação *Pyhton*, para executar as simulações, agregar os resultados e desenvolver as análises probabilísticas.

O Capítulo 5 tem por objetivo apresentar os estudos de caso desenvolvidos, as premissas consideradas e os resultados observados. Neste trabalho consideram-se dois casos de estudo: caso IEEE 13 barras e caso de um alimentador urbano real.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

### Capítulo 2

### Visão Geral dos Sistemas Elétricos de Potência

Os sistemas elétricos de potência têm por objetivo permitir que a demanda de energia dos consumidores seja suprida de forma eficiente e confiável. Os sistemas elétricos podem ser divididos em três grandes grupos: geração, transmissão e distribuição. O sistema de transmissão conduz a energia elétrica produzida por geradores, em geral mais distantes dos centros de carga, aos centros de consumo. Os sistemas de distribuição têm o objetivo de distribuir esta energia, que flui pelos sistemas de transmissão, aos consumidores conectados à rede. Um esquema dos sistemas elétricos de potência é indicado na Figura 3.



Figura 3 – Representação esquemática dos sistemas elétricos de potência.

### 2.1 – Os sistemas elétricos de transmissão

Os sistemas elétricos de transmissão desempenham a função de conectar centros de geração a centros de carga, para suprir a demanda de energia dos consumidores. A interligação das regiões através da infraestrutura de transmissão permite que a demanda de energia seja suprida a menores custos, otimizando a utilização dos recursos de geração, ao possibilitar a utilização de recursos mais baratos e disponíveis em locais distantes dos centros de carga.

Os sistemas de transmissão apresentam algumas particularidades que permitem adotar premissas para simplificar os estudos e análises da rede elétrica. Um exemplo é o fato de os sistemas de transmissão serem comumente analisados em regime permanente como sistemas trifásicos equilibrados, considerando espaçamento uniforme e transposição dos condutores, o que é uma aproximação aceitável. Desta forma, adota-se um modelo de rede de sequência positiva, ou seja, uma representação equivalente monofásica, para a solução do fluxo de potência. Além disso, as redes de transmissão apresentam topologia em malha, ou seja, com regiões interconectadas, sendo esta uma característica importante para os métodos de solução do sistema.

Um dos principais métodos de solução de fluxo de potência utilizado em sistemas de transmissão é o método de Newton-Raphson [14], que é muito utilizado para solução de problemas não lineares. Contudo, existem outros métodos mais simples, como o fluxo de potência linearizado (Fluxo DC) e o método Desacoplado Rápido, que podem ser empregados na solução do fluxo de potência nas redes de transmissão. Esses últimos métodos mencionados assumem que as linhas de transmissão apresentam uma baixa relação entre resistência e reatância (R/X).

O fluxo de potência linearizado (fluxo DC) é baseado no acoplamento das grandezas potência ativa (P) e ângulo da barra ( $\theta$ ) e só considera o fluxo de potência ativa na rede de transmissão. Assume que as quedas de tensão no sistema são pequenas e, portanto, as tensões em todas as barras são consideradas como 1 pu. O Método Desacoplado Rápido se baseia no grande acoplamento entre as grandezas P e  $\theta$ , e entre as grandezas potência reativa (Q) e módulo da tensão (V). Assim, assume que o acoplamento entre as grandezas P e V e entre as grandezas Q e  $\theta$  é fraco, de forma que o cálculo da potência ativa e reativa podem ser realizados de maneira independente.

#### 2.2 – Os sistemas elétricos de distribuição

O sistema de distribuição tem início nas subestações de alta tensão de uma distribuidora, que se conectam à rede de transmissão. A partir dessas subestações, uma rede de tensão mais baixa e característica menos malhada integra outras subestações, responsáveis pelo atendimento dos consumidores. Essas subestações são comumente de média tensão e delas partem circuitos radiais chamados alimentadores, cuja topologia visa maximizar o número de consumidores atendidos em uma área.

O sistema de distribuição brasileiro pode ser dividido em três grupos de acordo com seu nível de tensão: alta tensão (AT), para tensões entre 230kV e 69kV, média tensão (MT), entre 69kV e 1kV, e baixa tensão (BT), inferior a 1kV [15]. Os transformadores são os equipamentos responsáveis por reduzir o nível de tensão ao longo do alimentador. Os consumidores podem se conectar na rede de AT e MT da distribuição, diretamente em suas subestações, embora grande parte dos consumidores se conecte na rede de BT, através de ramais. A Figura 4 apresenta um esquema dos grupos de tensão do sistema de distribuição brasileiro, destacando os elementos que se conectam a cada um deles.



Figura 4 – Esquema dos níveis de tensão do sistema elétrico de distribuição brasileiro.

Existem diversos elementos nas subestações [16] que são essenciais para o bom funcionamento do sistema de distribuição, garantindo o suprimento de energia aos consumidores com qualidade e confiabilidade. A Figura 5 apresenta o esquema de uma subestação de uma distribuidora. O principal equipamento é o transformador, que tem a finalidade de abaixar a tensão da transmissão ou subtransmissão ao nível de tensão da distribuição. Além disso, podem existir elementos de controle e manobra.



Figura 5 – Esquema de uma subestação do sistema de distribuição de energia elétrica, adaptado de [16].

Em relação ao controle de tensão, destaca-se o regulador de tensão, que tem o objetivo de manter a tensão dos consumidores dentro dos limites regulatórios estabelecidos, mesmo com a constante variação da carga. Sua atuação ocorre por meio da comutação sob carga do seu *tap*. Os transformadores de *tap* variável localizados fora das subestações e próximos dos consumidores também podem contribuir para a regulação da tensão, com a alteração de seu *tap* por equipes de manutenção. Destacam-se ainda os

dispositivos de proteção, que atuam na ocorrência de faltas, e de medição, que constituem elementos fundamentais para o bom desempenho e operação dos sistemas de distribuição.

A partir da subestação se originam os alimentadores, que se estendem por grandes áreas, conectando-se aos consumidores. De forma geral um alimentador é composto por um trecho principal trifásico e por ramificações, que podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Estão presentes ao longo do alimentador elementos que auxiliam a manter a tensão dos consumidores em níveis desejados, como reguladores de tensão e bancos de capacitores.

### 2.3 – Comparação entre os sistemas de transmissão e distribuição

No estudo dos sistemas elétricos de distribuição diversas simplificações aplicadas à transmissão não são mais válidas, sendo necessária uma forma distinta de modelar a rede. Em grande parte das análises é imprescindível utilizar uma modelagem trifásica, pois os sistemas de distribuição apresentam desequilíbrios. São comuns nesses sistemas cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas com diferentes consumos de potência entre as fases. Além disso, um alimentador pode apresentar trechos trifásicos, bifásicos e monofásicos.

Outros fatores que introduzem desequilíbrios à rede de distribuição são o espaçamento desigual dos condutores dos alimentadores, proximidade de diferentes circuitos e a presença de linhas subterrâneas. Uma característica também importante dos sistemas elétricos de distribuição é a alta relação entre resistência e reatância das linhas (R/X) [16].

Em virtude das diferenças entre as redes de transmissão e distribuição, existem métodos de solução de fluxo de potência mais adequados para serem aplicados às redes de distribuição. Alguns deles são: Método escalonado (*Ladder Method*) [17], Método de Soma de Potências [18] e Método de Injeções de Correntes [19], que será abordado no Capítulo 4.

### Capítulo 3

# Inserção de Geração Distribuída nas Redes de Distribuição

### 3.1 – A geração distribuída e seus efeitos na rede de distribuição

Tradicionalmente as fontes de geração de energia elétrica são despachadas de forma centralizada, com predominância das fontes de geração térmica e hidrelétrica com grandes reservatórios. Nesse contexto os consumidores, em sua maioria, apresentam um comportamento passivo, com pouca ou nenhuma participação no sistema elétrico. Entretanto, com aumento da emissão de gases de efeito estufa e maior preocupação com a conscientização ambiental, fontes de energia limpas passaram a ser incentivadas e metas de geração renovável passaram a ser adotadas em diversos países [20]. Assim, fontes renováveis de energia progressivamente ganharam espaço na matriz energética mundial. A Figura 6(a) e a Figura 6(b) apresentam, respectivamente, a evolução da capacidade instalada das fontes solar fotovoltaica e eólica no mundo.



Figura 6 – (a) Evolução da capacidade instalada mundial de energia solar fotovoltaica; (b) Evolução da capacidade instalada mundial de energia eólica. Adaptado de [21].

No Brasil, a Geração Distribuída (GD) é composta por instalações de geração conectadas diretamente à rede de distribuição com capacidade de até 30MW. A GD ainda pode ser classificada em dois grupos de acordo com sua capacidade: Minigeração Distribuída, para instalações com capacidade de até 5 MW, e Microgeração Distribuída, para instalações com capacidade de até 75 kW [22]. Atualmente o consumidor que instala

uma GD solar fotovoltaica em sua unidade consumidora, conhecida como *rooftop*, tornase também um produtor de energia, ou seja, um *prossumidor*, podendo tanto suprir o seu consumo com a energia gerada localmente quanto injetar o excedente de energia produzida na rede de distribuição. Seguindo o sistema de *Net Metering* ou Compensação de Energia, que foi adotado pelo Brasil em 2012 e é válido atualmente, a energia injetada na rede pelo *prossumidor* gera um "crédito" por período determinado, que permite que o excedente de energia seja consumido em um outro momento.

A regulação atual brasileira permite também a construção de instalações de GD remota, que se localizam em um ponto da rede diferente de onde ocorre o consumo e o abatimento dos créditos. Portanto, as instalações de GD remota geralmente se localizam em áreas mais afastadas dos centros urbanos, onde há maior disponibilidade de terrenos grandes e baratos, podendo inclusive pertencer a cooperativas e produzir créditos de energia para diversas unidades consumidoras.

Deste modo, o sistema de distribuição, que tradicionalmente levava a energia dos sistemas de transmissão para os consumidores, passou também a ter unidades geradoras de energia em locais onde existiam apenas cargas. Nota-se que o crescimento da GD trouxe muitas mudanças para o sistema de distribuição, que originalmente não foi concebido com geração local e para operar com fluxo no sentido dos consumidores para a subestação. Portanto, é importante conhecer os impactos trazidos pela inserção de GD no sistema de distribuição, visando o bom funcionamento e operação da rede.

Alguns dos impactos da geração distribuída na rede de distribuição são destacados nas seções a seguir.

#### 3.1.1 - Fluxo Reverso

Em horários em que a geração de energia da GD supera o consumo de energia do ponto em que está conectada, o excedente pode ser injetado na rede de distribuição. Essa energia injetada pode ser redistribuída pelo próprio sistema local, ou em alguns casos chegar à rede de transmissão. Quando o fluxo na subestação passa a ocorrer no sentido contrário do esperado, ou seja, indo da distribuição para a transmissão ou subtransmissão, observase o fenômeno conhecido como fluxo reverso. Destaca-se que por vezes se utiliza a denominação "fluxo reverso" para se referir a fluxo reverso local, ou seja, quando o fluxo observado em uma parte específica do alimentador apresenta o sentido oposto do esperado, ocorrendo no sentido da carga para a subestação. A Figura 7(a) ilustra o sentido tradicional do fluxo de potência em um alimentador, em que não há presença de GD, e a Figura 7(b) ilustra uma situação de fluxo reverso, provocado pela inserção de GD no sistema.



Figura 7 – (a) Fluxo no alimentador em seu sentido tradicional; (b) Fluxo reverso no alimentador provocado pela GD.

#### 3.1.2 - Carregamento e perdas no alimentador

Além de provocar alterações no sentido do fluxo de potência em diferentes pontos da rede, a inserção de GD pode trazer outros impactos para o sistema elétrico de distribuição. A geração de energia local, próxima ao consumo, pode reduzir o fluxo vindo da subestação para suprir as cargas, diminuindo consequentemente o carregamento dos circuitos e as perdas técnicas, que são proporcionais à resistência do condutor e ao quadrado da corrente no elemento. Contudo, quando a geração excedente é injetada na rede de distribuição, o fluxo reverso, mesmo que local, pode provocar o efeito contrário.

Caso a injeção de potência provocada pela GD seja muito alta, o carregamento dos circuitos e as perdas podem aumentar. Vale destacar que os condutores do sistema de distribuição foram projetados para que o fluxo de energia seja no sentido da subestação para as cargas. Portanto, tendem a ter a seção reduzida, consequentemente com maior resistência, nos terminais em que se encontram os consumidores da baixa tensão, pois é onde tradicionalmente se esperava menor fluxo de potência.

#### 3.1.3 – Perfil de tensão ao longo do alimentador

A inserção de GD em sistemas de distribuição também impacta nas tensões ao longo da rede. Tradicionalmente, em um sistema de distribuição sem GD, a tensão mais alta ocorre na subestação e as tensões mais baixas, nos terminais mais distantes da subestação. Desta

forma, são observadas quedas de tensão ao longo do alimentador no sentido do fluxo, ou seja, da subestação para os extremos do alimentador.

Com a inserção de GD no sistema, o atendimento à carga pode ser parcialmente ou integralmente suprido pela geração local, de maneira a reduzir o fluxo no alimentador e as quedas de tensão ao longo de sua extensão. Desta forma, o módulo da tensão nas barras da rede de distribuição pode aumentar com a presença de GD. Em situações de fluxo reverso local, a tensão na barra com GD e em barras vizinhas pode aumentar. No caso de fluxo reverso até a subestação o nível de tensão tende a aumentar em todas as barras do alimentador.

A Figura 8(a) ilustra o perfil de tensão ao longo do alimentador em sua forma tradicional, sem a presença de GD na rede, e a Figura 8(b) ilustra uma situação de alteração do perfil de tensão do alimentador, provocada pela inserção de GD em seu extremo.



Figura 8 – (a) Perfil de tensão ao longo do alimentador tradicional; (b) Perfil de tensão ao longo do alimentador com inserção de GD.

A inserção de GD nos sistemas de distribuição influencia também em outros aspectos elétricos e equipamentos da rede, como na atuação e dimensionamento dos sistemas de regulação de tensão e proteção. Contudo, sem uma análise detalhada não é possível avaliar se os impactos da GD para a rede de distribuição são positivos ou negativos.

É necessário observar os efeitos provocados pela GD nas distintas regiões do sistema, pois os impactos podem variar em diferentes pontos da rede. Além disso, existem outros fatores que influenciam nos efeitos provocados pela GD, como a dimensão da GD, ou seja, sua potência nominal, e sua localização na rede. Adicionar uma GD de alta

potência nominal em relação à carga do alimentador, localizada em um ponto do alimentador distante da subestação pode provocar no sistema efeitos diferentes dos provocados por uma inserção de GD distribuída por vários pontos do alimentador e com baixa capacidade nominal em relação à carga.

Destaca-se ainda que o total de carga no alimentador e seu perfil durante o dia também são aspectos a serem considerados para analisar a inserção de GD em um sistema de distribuição. Consumidores residenciais podem ter, por exemplo, carga mais alta no início da manhã e à noite, porém nos horários mais próximos ao meio do dia, podem ter consumo mais baixo. Já consumidores industriais e comerciais tendem a ter um consumo mais regular ao longo de todo o dia. Além disso, esses padrões de consumo variam entre os dias úteis e os finais de semana, podendo sofrer alterações significativas também entre os meses do ano.

A relação entre a geração da GD e a carga a cada hora do dia, tanto considerando o alimentador completo quanto apenas a barra em que foi adicionada a GD, influencia de forma direta as tensões, correntes e fluxos na rede. Observa-se, portanto, que um fator importante para a análise da inserção de GD em um sistema de distribuição é a penetração de GD, que pode ser calculada seguindo diferentes metodologias [23]. Destacam-se as métricas que utilizam a relação entre a geração e a carga no alimentador em energia, e a relação entre a capacidade instalada total de GD e a máxima carga do alimentador.

Adicionalmente, a geração solar fotovoltaica apresenta a característica de ser intermitente e não despachável, o que introduz novos desafios para o planejamento e operação das redes de distribuição. Diferentemente de fontes de energia tradicionais, como usinas termoelétricas e grandes usinas hidrelétricas com reservatórios, a geração dos painéis solares fotovoltaicos não pode ser acionada de acordo com a necessidade do sistema. Ela está condicionada à irradiação solar e às condições meteorológicas, apresentando grande variabilidade e incerteza tanto entre dias e meses, quanto entre alguns poucos minutos.

Essas características mencionadas demandam que os equipamentos e a rede de distribuição estejam preparados para variações significativas de tensão, corrente e fluxo em intervalos pequenos de tempo, o que muitas vezes não é possível na estrutura atual de alguns sistemas de distribuição. Portanto, é relevante que na análise da inserção de GD fotovoltaica em sistemas de distribuição seja considerada a variabilidade e incerteza características desta fonte de energia.

### 3.2 – Representação da geração solar fotovoltaica com múltiplos cenários

Múltiplos cenários, em geral, são utilizados para representar uma grandeza que pode assumir diferentes valores e não pode ser prevista com exatidão. Adota-se comumente a utilização de múltiplos cenários para abordar situações sob incerteza, buscando-se identificar tanto os casos mais severos quanto os mais prováveis, para planejar-se antecipadamente para sua ocorrência.

A geração solar fotovoltaica, assim como a geração eólica, pode ser tratada como uma variável aleatória, pois a geração das fontes varia no tempo e no espaço. As condições meteorológicas, a cobertura de nuvens e as estações do ano, por exemplo, influenciam no perfil de geração, que pode variar bruscamente em poucos minutos. A Figura 9 demonstra a variabilidade da geração de uma planta solar fotovoltaica, de acordo com as condições meteorológicas e entre os diferentes períodos do ano.



Figura 9 - Geração de uma planta solar fotovoltaica em diferentes meses [24].

Apesar de atualmente a meteorologia possuir técnicas bastante avançadas para previsão do tempo, ainda não é possível prever a irradiação solar com precisão em áreas específicas para todos os horários do dia, considerando intervalos de alguns minutos. Entretanto, com a crescente expansão da GD fotovoltaica pelos sistemas de distribuição, é importante conhecer os reais impactos que ela causa nas redes elétricas, para que se possa operar o sistema de forma eficiente e atender a demanda de energia dos consumidores. Desta forma, é importante que uma abordagem com múltiplos cenários seja considerada, para incorporar nas análises a incerteza e variabilidade da geração das fontes renováveis. Neste trabalho considera-se a abordagem com múltiplos cenários para a representação da geração solar fotovoltaica.

A utilização de um único cenário de geração determinístico para analisar a inserção de GD pode conduzir a análises e conclusões incompletas ou incompatíveis com a operação real do sistema. Um perfil que considere a geração solar de um dia claro, sem qualquer cobertura de nuvens, tem uma probabilidade pequena de ocorrer, de forma a ter pouca relação com a geração verificada na realidade. Com o objetivo de representar a aleatoriedade da geração solar fotovoltaica de forma mais adequada, devem-se utilizar múltiplos cenários estocásticos com discretização intra-horária, que podem ser obtidos diretamente de dados históricos ou produzidos artificialmente a partir de dados históricos de geração fotovoltaica na escala de minutos, permite observar o efeito da cobertura de nuvens, que não é percebido com clareza utilizando-se perfis de geração horários.

Optar pela utilização de múltiplos cenários estocásticos para a representação da geração solar fotovoltaica não tem o objetivo de fazer uma projeção exata dos efeitos provocados pela inserção de GD na rede de distribuição. Busca-se assim obter resultados que contemplem a aleatoriedade dos perfis de geração fotovoltaica e que demonstrem como os diferentes cenários afetam os efeitos provocados pela GD na rede. Alguns trabalhos desenvolvidos nos últimos anos, como os apresentados em [25] e [26], representam a variabilidade e incerteza da geração distribuída baseada em fontes renováveis, realizando uma análise estocástica do fluxo de potência e tensões na rede de distribuição com inserção de GD. Esses trabalhos ressaltam a tendência de se incorporar as características de intermitência e variabilidade das fontes renováveis nos estudos dos sistemas de distribuição.

### Capítulo 4

### Modelos Computacionais

Neste capítulo serão apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas no desenvolvimento desse trabalho. Primeiramente se apresentam algumas características do *OpenDSS*, modelo fundamental na elaboração do trabalho, que é aplicado para resolver o fluxo de potência em redes trifásicas de distribuição. Em seguida, será apresentada a metodologia desenvolvida, utilizando o *software OpenDSS* e a linguagem de programação *Python*, com o objetivo de fazer uma análise probabilística da inserção de GD solar fotovoltaica na rede, considerando múltiplos cenários de geração.

### 4.1 – O OpenDSS

#### 4.1.1 – Visão geral e principais usos

O *software Open Distribution System Simulator (OpenDSS)* [27] é uma ferramenta voltada para a realização de simulações de sistemas elétricos de distribuição, permitindo a modelagem detalhada dos elementos da rede e contendo diversas funcionalidades para variados estudos. As simulações são realizadas no domínio da frequência, não sendo possível utilizar o *OpenDSS* para estudos de transitórios eletromagnéticos. Contudo, o *software* permite desempenhar uma grande variedade de análises de redes e estudos de planejamento dos sistemas de distribuição.

O *OpenDSS* possui duas versões principais: uma versão executável autônoma e outra utilizando a interface COM (*Common Object Model*) a partir de uma biblioteca DLL (*Dynamic Link Library*). A primeira possui uma interface em que o usuário define os elementos de circuito por meio de texto e pode visualizar os resultados das simulações, enquanto a segunda permite que o usuário utilize outros *softwares* para controlar o *OpenDSS* e customizar suas funcionalidades para usos específicos.

O *OpenDSS* é um *software* de código livre desenvolvido pelo EPRI, que começou a ser desenvolvido no final da década de 1990. Uma das principais motivações para seu desenvolvimento foi o surgimento da geração distribuída e a necessidade de

simular as redes de distribuição com esse novo elemento. Os principais usos do *OpenDSS* envolvem:

- Solução de fluxo de potência, em modo instantâneo, diário ou de duração qualquer definida.
- Análise de distribuição de harmônicos.
- Análise de defeitos e curtos-circuitos.
- Estudos com modelagem de geradores renováveis solares fotovoltaicos e eólicos.
- Estudos probabilísticos, utilizando método de Monte Carlo, etc.

O *OpenDSS*, além de conter diversas utilidades próprias, possui uma estrutura flexível, permitindo a modelagem de sistemas complexos e a execução das mais variadas simulações. Além disso, disponibiliza diversos resultados da rede detalhados, contendo valores em módulo e ângulo para todas as fases do sistema. Alguns resultados também podem ser vistos em valores das sequências das componentes simétricas. Os principais resultados envolvem as grandezas tensão, corrente, fluxo, perdas, carregamento e sobrecargas. Estes resultados podem ainda ser exportados para arquivos tipo csv e tratados por *softwares* externos, caso seja desejada alguma análise mais aprofundada. Para uma melhor visualização dos resultados, o *OpenDSS* possui em sua interface a funcionalidade de criar gráficos com alguns resultados da simulação realizada, sendo os principais de perfil de tensão ao longo do alimentador e carregamento dos circuitos.

### 4.1.2 - Modelagem dos elementos da rede trifásica

No *OpenDSS* os elementos de circuito são divididos em dois grupos: *Power Delivery Elements* (PD) e *Power Conversion Elements* (PC) [28]. Esses elementos são conectados entre si, formando a rede que se deseja analisar. Os elementos PD têm a função de transportar energia de um ponto para outro. Por isso, em geral apresentam dois ou mais terminais. Os elementos desse grupo em geral são lineares e definidos por sua impedância. Estão nesse grupo as linhas, transformadores, reatores e capacitores. Os elementos PC têm a função de converter energia. Por isso, em geral apresentam apenas um terminal, estando conectados a um único elemento da rede. Integram esse grupo os geradores, cargas e conversores. Cargas e geradores são elementos não lineares modelados a partir de um equivalente Norton, com uma impedância constante e uma fonte de corrente que representa a injeção na rede.

Uma característica que difere o *OpenDSS* de outros programas utilizados para simular sistemas elétricos de potência é o fato de as barras do sistema não serem criadas uma a uma inicialmente para a formação da rede. As barras são inicializadas quando se cria um elemento conectado a elas, e têm o objetivo de agrupar estes elementos. Para iniciar uma rede no *OpenDSS* deve-se criar um "elemento circuito", em que será definida uma barra principal com tensão fixa, para representar a subestação. Com a finalidade de permitir a representação de uma rede com n fases, as barras possuem "nós" enquanto os elementos PD e PC possuem condutores, que indicam as fases do sistema e podem representar o condutor neutro ou de aterramento. Conectando-se os condutores dos elementos aos respectivos nós das barras, desenha-se a rede do sistema que se deseja analisar, indicando os trechos e elementos pertencentes a cada fase. Um esquema de conexão dos elementos PD e PC para uma rede hipotética é indicado na Figura 10.



Figura 10 – Esquema da integração entre elementos PD e PC no OpenDSS.

A seguir é descrita com mais detalhes a modelagem no *OpenDSS* dos principais elementos utilizados neste trabalho: linhas, transformadores, geradores e cargas.

#### a) Linhas

Quando se cria uma linha no *OpenDSS* deve-se indicar as duas barras às quais ela se conecta e seus respectivos terminais. Ficará definido assim o número de condutores da linha e as fases que ela possui. As linhas são modelas utilizando o modelo piequivalente, sendo necessário definir os parâmetros de resistência, reatância e capacitância. Para isso se utilizam matrizes NxN, sendo N o número de fases da linha, em que os elementos da diagonal representam as impedâncias próprias das fases e os elementos fora da diagonal representam as impedâncias mútuas entre fases. Os valores dos elementos devem ser informados por unidade de comprimento, sendo necessário definir também o comprimento total da linha. Como estas matrizes são simétricas, é necessário definir no *OpenDSS* apenas a matriz triangular inferior. Destaca-se que para a maioria das linhas dos sistemas de distribuição a capacitância é comumente aproximada para zero, exceto quando se trata de uma linha subterrânea. Além disso, uma linha trifásica equilibrada apresenta as impedâncias mútuas iguais entre si, assim como as três impedâncias próprias. Para linhas trifásicas equilibradas pode-se definir a impedância de sequência positiva ao invés de indicar a matriz de impedância.

Visando facilitar a definição de linhas em um sistema grande, o *OpenDSS* possui o recurso do *LineCode*. Um *LineCode* deve conter as matrizes de impedância da linha por unidade de comprimento, de forma que quando uma linha for criada, pode-se indicar o *LineCode* já definido, e não será necessário definir as matrizes dos parâmetros novamente. O *LineCode* também pode conter outros dados característicos das linhas, como, por exemplo, o limite de corrente considerado.

#### b) Transformadores

Para a modelagem de um transformador no *OpenDSS* devem ser definidas primeiramente suas barras de conexão, número de fases e número de enrolamentos. Podem ser modelados transformadores de 2 ou 3 enrolamentos. Também devem ser informados os dados nominais de cada enrolamento, sendo os principais tensão, potência aparente e reatância. Além disso, deve ser definido o tipo de conexão do transformador, em Y ou delta. O elemento transformador pode ser modelado com diferentes *taps*, de forma que o *tap* de operação pode ser fixo ou variar durante a simulação realizada.

Uma das formas de modelar um regulador de tensão no *OpenDSS* é utilizar um transformador acoplado a um elemento *RegControl*, que será responsável pelo controle da tensão. O elemento de controle utiliza os dados nominais do transformador juntamente com uma razão definida para as tensões entre as barras às quais o transformador se conecta. Também é possível definir um valor limite de tensão para que o regulador comece a atuar.

#### c) Geradores

Uma das principais propriedades que deve ser definida na modelagem de um novo gerador do sistema é o seu modelo. O *OpenDSS* possui 7 diferentes modelos de geradores, entre eles o modelo de potência ativa constante, potência ativa e tensão constantes, admitância constante, dentre outros. Para facilitar a convergência da simulação, o *OpenDSS* altera o modelo do gerador para impedância constante quando sua

tensão está fora do intervalo em pu definido, que nas configurações padrão é entre 1.10 pu e 0.90 pu, porém pode ser alterado.

Outro parâmetro importante de ser definido é a potência nominal do gerador, que pode ser indicada pelos valores nominais da potência ativa (P) e potência reativa (Q), ou por um desses valores e seu fator de potência. Fatores de potência positivos indicam a representação de um gerador síncrono, enquanto fatores de potência negativos representam um gerador de indução. Além disso, também deve-se indicar o número de fases do gerador, seu tipo de conexão, que pode ser Y ou delta, e sua tensão nominal.

Em simulações ao longo do tempo em que se deseja variar a geração no horizonte simulado, pode-se utilizar o recurso do *LoadShape* aplicado ao gerador. O *LoadShape* deve conter um conjunto de pontos de acordo com o perfil de geração a ser considerado no intervalo de tempo da simulação. Seus valores podem ser informados no próprio *script* de simulação do *OpenDSS* ou em um arquivo separado tipo csv. O perfil de geração pode ser informado em pu, de forma que para obter sua geração será considerada também a potência nominal definida, ou em valores absolutos.

#### d) Cargas

Assim como os geradores, as cargas também podem ser representadas através de diferentes modelos no *OpenDSS*. Existem 8 modelos disponíveis, dentre as quais estão o modelo de potência ativa e potência reativa constantes, impedância constante e módulo da corrente constante. Para facilitar a convergência da simulação, o *OpenDSS* altera o modelo da carga para impedância constante quando sua tensão está fora do intervalo em pu definido, que nas configurações padrão é entre 1.05 pu e 0.95 pu, porém pode ser alterado.

Similarmente aos geradores, para as cargas deve-se definir sua potência nominal, número de fases, tipo de conexão na rede, e tensão nominal. O *LoadShape* também pode ser aplicado à carga, fazendo-a variar no horizonte simulado de acordo com o perfil definido.

4.1.3 – Solução de fluxo de potência: Método de Injeção de Correntes Trifásico

O *OpenDSS* utiliza uma modelagem da rede baseada nas admitâncias nodais. Cada elemento linear da rede possui sua matriz de admitância, chamada de matriz de admitância primitiva. Para solucionar a rede como um todo é preciso construir a matriz de admitância do sistema (Y), uma matriz esparsa composta pelas matrizes primitivas dos elementos. Já os elementos não lineares, como cargas e geradores, são modelados como

injeções de correntes nas barras, formando um vetor. As injeções de correntes são dependentes das tensões e podem ser escritas em função destas. A seguir é apresentada a formulação matemática para a injeção de correntes na barra k, considerando um sistema trifásico.

$$I_{k}^{s} = jb_{k\,shunt}^{s}E_{k}^{s} + \sum_{i}\sum_{t}jb_{ki\,shunt}^{st}E_{k}^{s} + (E_{k}^{s} - E_{i}^{s})\,y_{ki}^{st}$$
(1)

- I: Fasor de injeção de corrente
- E: Fasor de tensão
- $b_{k \, shunt}^{s}$ : susceptância em derivação na fase s da barra k
- $b_{ki\,shunt}^{st}$ : susceptância em derivação no ramo k i
- y: elemento da matriz de admitâncias nodais Y
- $s,t \in \{a,b,c\}$ : conjunto de fases
- $i \in \Omega_k$ : conjunto de barras conectadas à barra k

A equação (1) mostra que a injeção de corrente na barra k é obtida pelo balanço de correntes, considerando as correntes dos elementos shunt conectados à barra e as correntes dos elementos entre a barra k em questão e barras vizinhas (i). Esta equação também pode ser escrita na forma matricial, como mostrado abaixo.

$$\begin{bmatrix} I_1^{abc} \\ \vdots \\ I_n^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{abc} & \cdots & Y_{1n}^{abc} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1}^{abc} & \cdots & Y_{nn}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1^{abc} \\ \vdots \\ E_n^{abc} \end{bmatrix}$$
(2)

A matriz de admitâncias e os vetores de injeções de correntes e tensões ainda podem ser decompostos em suas partes real e imaginária. Deste modo, cada equação de injeção de corrente pode ser reescrita em duas: uma para sua parte real e outra para sua parte imaginária, como se pode ver nas equações (3) e (4).

$$I_{Re\,k}^{s} = \sum_{i} G_{kk}^{st} V_{Re\,k}^{s} - B_{kk}^{st} V_{Im\,k}^{s} + \sum_{i \neq k} \sum_{t} G_{ki}^{st} V_{Re\,k}^{s} - B_{ki}^{st} V_{Im\,k}^{s}$$
(3)

$$I_{lm\,k}^{s} = \sum_{i} B_{kk}^{st} V_{Re\,k}^{s} + G_{kk}^{st} V_{lm\,k}^{s} + \sum_{i \neq k} \sum_{t} B_{ki}^{st} V_{Re\,k}^{s} - G_{ki}^{st} V_{lm\,k}^{s}$$
(4)

- V<sub>Re</sub> e V<sub>Im</sub>: Parte real e imaginária do módulo da tensão
- *G e B: Condutância e susceptância, obtidas do elemento y da matriz de admitância*

As equações decompostas em parte real e imaginária também podem ser escritas na forma matricial, analogamente ao processo anterior. Obtém-se desta forma a matriz de admitâncias nodais em coordenadas retangulares para um sistema trifásico.

$$\begin{bmatrix} I_{lm\,1}^{abc} \\ I_{Re\,1}^{abc} \\ \vdots \\ I_{lm\,n}^{abc} \\ I_{Re\,n}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{11}^{abc} & G_{11}^{abc} & \cdots & B_{1n}^{abc} & G_{1n}^{abc} \\ G_{11}^{abc} & -B_{11}^{abc} & \cdots & G_{1n}^{abc} & -B_{1n}^{abc} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ B_{n1}^{abc} & G_{n1}^{abc} & \cdots & B_{nn}^{abc} & G_{nn}^{abc} \\ G_{n1}^{abc} & -B_{n1}^{abc} & \cdots & G_{nn}^{abc} & -B_{nn}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Re\,1}^{abc} \\ V_{Im\,1}^{abc} \\ \vdots \\ V_{Re\,n}^{abc} \\ V_{Im\,n}^{abc} \end{bmatrix}$$
(5)

Uma vez obtida a definição matricial do sistema, o passo seguinte consiste em utilizar um método para solucioná-lo. Primeiramente é necessária uma solução inicial para as tensões na rede, em módulo e ângulo, para as três fases do sistema. Para isso são consideradas nulas todas as injeções de correntes de cargas e geradores, obtendo-se um sistema linear. O ponto de operação inicial encontrado geralmente é próximo da solução final, sendo a obtenção de um bom ponto inicial fundamental para a convergência do método. De posse de um valor inicial para as tensões, pode-se iniciar a primeira iteração para calcular o vetor das injeções de correntes, considerando agora as injeções de correntes dos elementos PC.

Com o valor obtido para as injeções de correntes nas barras, calcula-se novamente as tensões, fazendo a diferença entre o novo resultado e o anterior para as tensões nas barras. As iterações devem continuar até que a diferença entre as tensões de duas iterações consecutivas atinja o valor estipulado como tolerância. A cada iteração, ou seja, a cada nova solução para as tensões nas barras, os parâmetros dos elementos PC são consultados para encontrar o respectivo vetor de injeções de correntes. Destaca-se que podem ser utilizados na rede diferentes modelos de carga e geradores, como P e Q constantes, impedância constante, etc. Além disso, para que o processo de solução seja mais rápido, a matriz Y em geral não é refeita durante as iterações.

### 4.2 – Metodologia desenvolvida

Com o intuito de simular um sistema de distribuição considerando múltiplos cenários de geração solar, foi desenvolvida para este trabalho uma metodologia utilizando como base o *OpenDSS* e linguagem de programação *Python*. O objetivo da metodologia é permitir a execução de simulações de fluxo de potência em sequência, de forma mais rápida, e agregar os resultados para os diferentes instantes simulados e cenários de geração solar.

Neste processo é importante automatizar a alteração dos cenários de geração solar que são considerados na simulação. Utilizando a interface padrão do *OpenDSS*, sem a conexão com o *Python*, seria necessário executar manualmente cada simulação, e exportar os resultados desejados após cada execução, o que seria um processo muito trabalhosos e demorado.

A Figura 11 apresenta o passo a passo da metodologia desenvolvida utilizando as ferramentas mencionadas.



Figura 11 – Esquema da metodologia desenvolvida no trabalho.

Como entrada principal do modelo estão os cenários de geração solar fotovoltaica que se deseja considerar nas simulações. Também é possível variar os perfis de carga simulados, potência nominal de cargas e geradores, ou qualquer outro parâmetro de interesse. Contudo, o foco deste trabalho é analisar o impacto de considerar múltiplos cenários de geração solar na simulação do fluxo de potência na rede de distribuição. Foram utilizados cenários históricos de geração, obtidos por meio de dados de medição, buscando assim representar a variabilidade e incerteza da geração solar de forma coerente com a realidade.

O primeiro passo consiste em utilizar a ferramenta desenvolvida com a linguagem de programação *Python* para escrever os arquivos tipo *dss* para todas as diferentes configurações do caso que serão simuladas. Os diferentes cenários de geração são introduzidos no *OpenDSS* como *loadshapes* associados aos geradores, de forma que cada *script* tipo *dss*, referente a um caso a ser simulado, contém um *loadshape* diferente. É importante definir também no arquivo *dss* o horizonte de simulação e a discretização adotada para ele. Para este trabalho utiliza-se o horizonte de um dia com discretização de

15 minutos. Além disso, estes parâmetros devem estar compatíveis com o número de pontos das curvas de geração informadas.

Para realizar as simulações é necessário definir os instantes que serão simulados. Por exemplo, se serão horários específicos do horizonte ou o horizonte completo, obtendo-se um número de simulações de acordo com a discretização adotada para o horizonte. Antes de executar as simulações, também é necessário escolher os resultados que se deseja exportar, tipicamente para formato csv. O *OpenDSS* possui diversas saídas de resultado, sendo as principais utilizadas neste trabalho de tensão, carregamento e perdas. Alguns resultados podem ser obtidos com grande detalhamento, com valores por fase em módulo e ângulo. Como serão executadas diversas simulações em sequência, os resultados a serem visualizados devem ser exportados em seguida da execução de cada simulação, para que não sejam perdidos.

Com os scripts das simulações definidos e os resultados desejados selecionados, o programa pode ser executado. Destaca-se que neste trabalho os casos são executados no *OpenDSS* via interface COM, e não pela interface padrão. Utilizando a linguagem de programação *Python*, é possível acessar o *OpenDSS* e realizar todos os comandos disponíveis na interface tradicional.

Deve-se ter atenção com os resultados exportados, pois estes podem representar um grande volume de dados e tornar a execução lenta, caso o sistema simulado seja grande. Uma boa estratégia é exportar os resultados principais para todos os casos e a partir deles identificar quais casos e instantes se deseja analisar mais profundamente. Caso não seja necessário para a análise observar o resultado para todo o sistema, pode-se acessar resultados para elementos específicos, como tensão em uma barra ou fluxo em uma linha, logo após a execução da simulação. Estes resultados filtrados podem ser armazenados com o *Python* para o conjunto de simulações executadas, e ao final das execuções serem exportados em um único arquivo csv.

De posse das saídas do *OpenDSS* exportadas para csv, utiliza-se a ferramenta desenvolvida com o *Python* para agregar os vários arquivos do mesmo tipo de resultado, como tensão ou carregamento, para as diferentes simulações executadas em um único arquivo csv. Neste arquivo único são indicadas as características da simulação a que o resultado pertence, como por exemplo o cenário de geração utilizado e o horário simulado. Tendo os resultados em um mesmo arquivo csv, é possível organizar gráficos e tabelas para apresentar o resultado para os múltiplos cenários de geração e diferentes instantes simulados.
Além disso, é possível extrair estatísticas do conjunto de dados obtido como resultado, observando por exemplo os valores médio, máximo e mínimo, e também organizar distribuições de probabilidade, em que podem ser observados seus diferentes percentis. A análise dos dados e construção de gráficos pode ser realizada utilizando o *Python* e suas bibliotecas ou as ferramentas disponíveis no *Excel*.

Também foi parte do trabalho buscar a melhor forma de se analisar os resultados para o conjunto de casos simulado. Para uma rede pequena, é possível analisar a tensão em todas barras do sistema e o carregamento em todos os circuitos, para todos os horários do dia. Porém, caso o sistema estudado seja grande, essa análise tão detalhada se torna mais difícil, considerando o volume de dados que os resultados representam. Portanto, para redes maiores, pode-se observar primeiros os resultados mais gerais proporcionados pelo *OpenDSS*, como o perfil de tensão ao longo do alimentador e a saída do elemento *Energy Meter*, um medidor. O *Energy Meter* pode ser colocado logo após a subestação, de forma que seus resultados de carga em energia, energia gerada, e perdas serão relativos ao sistema completo. Após a análise desses resultados, é possível selecionar regiões do sistema e horários para uma análise mais detalhada.

# Capítulo 5

# Estudos de caso

# 5.1 – Caso IEEE 13 barras

### 5.1.1 – Descrição do sistema

Em um primeiro momento é interessante analisar um caso pequeno e simples, de forma que se possa observar nos resultados os conceitos estudados, evidenciando os fenômenos provocados pela inserção de GD fotovoltaica nos sistemas de distribuição. Para isso considerou-se o caso IEEE 13 barras, que representa um alimentador contendo as principais características dos sistemas elétricos de distribuição. A Figura 12 apresenta um esquema do sistema IEEE 13 barras considerado, como modelado no *OpenDSS* para este estudo de caso. Os valores mostrados para as cargas estão em kW e kvar.



Figura 12 – Esquema do alimentador do caso IEEE 13 barras.

Com o objetivo de tornar o caso mais adequado para as análises desejadas, algumas alterações foram realizadas no caso original. No caso em estudo foram desativados os dispositivos de controle de tensão, isto é, o regulador de tensão, presente originalmente entre a subestação e a barra 650. Isso foi feito para que as variações de tensão sejam percebidas de forma direta, sem que existam dispositivos que ofusquem este efeito. Adicionalmente, foram retirados os capacitores da barra 611 (monofásico) e da barra 675 (trifásico), que estavam suavizando as quedas de tensão ao longo do alimentador. Em vista das alterações citadas, foram também ajustadas as potências nominais de algumas cargas.

O alimentador do caso possui um trecho principal trifásico, entre as barras 650 e 680, e ramificações trifásicas, bifásicas e monofásicas, possuindo topologia radial. A subestação é modelada como uma barra infinita, que é conectada à barra 650 através de um transformador abaixador. A tensão na subestação foi fixada em seu limite superior (1.05 pu), visto que o perfil de tensão ao longo do alimentador tende a ser decrescente. Na a modelagem do caso no *OpenDSS*, foi adicionada ao caso original a barra 670, com o objetivo de distribuir a carga entre as barras 632 e 671. Entre as barras 671 e 692 há uma chave que é considerada fechada em todas as análises, de forma que ambas as barras constituem o mesmo ponto elétrico. Outro elemento a se destacar é o transformador entre as barras 633 e 634, destinado a abaixar a tensão ao nível adequado para o atendimento da carga.

O sistema apresenta três diferentes níveis de tensão: 115 kV na subestação, 0.48 kV na barra 634 e 4.16 kV em todas as outras barras do sistema. Além disso, foi utilizada a sequência de fases abc. Para as cargas foi adotado o modelo de P e Q constantes. Definiu-se o limite de capacidade de corrente dos condutores para operação nominal, igual a 800 A para o trecho principal trifásico, entre as barras 650 e 680, e 160 A para as ramificações laterais. Esses valores são compatíveis com as cargas em cada trecho e com valores padrões para condutores de sistemas de distribuição.

Pode-se observar pelo esquema indicado na Figura 12 que este sistema é desequilibrado. Na barra 671 há uma carga trifásica de potência relativamente alta conectada em delta, enquanto nas barras 646 e 692 as cargas são bifásicas. Essas cargas, por conectarem fases entre si, contribuem para a introdução de desbalanços na rede. A presença de cargas com variados valores nominais de potência aparente e conectadas a diferentes fases também aumenta os desequilíbrios entre as fases da rede elétrica de distribuição.

# 5.1.2 – Cenários de geração solar e perfis de carga

Este trabalho tem o objetivo de estudar a utilização de diversos cenários de geração solar fotovoltaica na análise dos impactos da inserção de GD nos sistemas elétricos de

distribuição. Portanto, os perfis diários de geração solar fotovoltaica desempenham um papel de destaque no desenvolvimento do trabalho, evidenciando a variabilidade e intermitência dessa geração ao longo do dia. Para este estudo de caso foram utilizados dados de medições de potência realizadas no inversor de uma instalação solar fotovoltaica em intervalos de 15 minutos. Esta instalação de GD solar fotovoltaica está localizada no bairro de Botafogo na cidade do Rio de Janeiro, e os perfis considerados correspondem a medições realizadas entre os meses de julho e dezembro de 2019. Os dados foram disponibilizados pela empresa responsável pelos medidores digitais.

Uma vez que o valor da potência nominal da instalação de GD não é conhecido, as medidas foram normalizadas pelo valor máximo dentre o conjunto de dados disponível. A partir dos dados do medidor, foram obtidos 150 perfis diários em pu, com 96 pontos cada. O conjunto de curvas representa a variação da geração solar ao longo dos meses do ano e dentro das horas do dia, sendo possível visualizar em alguns cenários grandes variações entre intervalos de 15 minutos consecutivos, que representam as condições meteorológicas e a existência de nuvens. A Figura 13 apresenta uma amostra de alguns cenários utilizados nas simulações.



Figura 13 – Amostra de perfis de geração solar utilizados nas simulações.

Com o objetivo de avaliar o benefício da utilização de múltiplos cenários de geração solar na análise da operação da rede de distribuição com GD, consideram-se duas abordagens: uma que utiliza os 150 cenários de geração solar fotovoltaica, realizando uma análise estocástica, e outra que considera apenas um perfil de geração determinístico. O perfil determinístico, referido nas simulações como cenário de geração solar de referência, foi construído a partir de dados de medição, porém ajustado para apresentar

características de um perfil de geração solar em condições ideais. Este perfil apresenta seu pico ao meio-dia e é simétrico em relação a este horário. Além disso, ele apresenta uma inclinação suave nas primeiras horas de sol, que se acentua nas horas seguintes e volta a suavizar próximo às 12h, sem variações bruscas, representando um dia de sol sem cobertura de nuvens. O pico de geração é de 0.85 pu, adotando uma premissa mais conservadora em relação à geração proporcionada pela irradiação solar de um dia ensolarado. Utilizar a geração máxima mais próxima de 1 pu seria uma premissa muito otimista para uma abordagem com um único cenário. O perfil diário de geração solar de referência em pu é apresentado na Figura 14.



Figura 14 – Perfil de geração solar de referência.

A modelagem da GD fotovoltaica para as simulações foi feita utilizando o modelo de gerador padrão do *OpenDSS* com fator de potência unitário, de forma que a instalação gera apenas potência ativa. Para este estudo de caso utilizou-se uma única GD localizada na barra 611, um ponto mais distante do alimentador com propensão natural de apresentar tensão mais baixa, e com 300 kW de potência nominal. Visto que a barra 611 está conectada apenas à fase C, a GD utilizada é monofásica, adicionando mais desequilíbrios ao sistema. Esta inserção de GD no sistema representa uma penetração de 6.5% para o cenário de referência, calculando a penetração de GD como a razão entre a geração e carga totais do sistema em energia ao longo de um dia.

Com o objetivo de representar a variabilidade no consumo de energia ao longo do dia, considerou-se também um perfil de carga. Neste caso foi utilizado o mesmo perfil de carga para todos os consumidores no alimentador. Adotou-se um perfil de carga de padrão residencial, extraído da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) [29],



referente a uma distribuidora brasileira. O perfil de carga em pu utilizado é apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Perfil de carga residencial utilizado nas simulações.

Hora

Pode-se observar uma significativa variação da carga entre os intervalos consecutivos de 15 minutos. Além disso, percebe-se uma grande diferença entre a carga até as 16h, mais baixa, em torno de 0.3 pu, e após esse horário, em que se torna mais alta, alcançando 0.9 pu e 1 pu. Utilizando este perfil de carga, as cargas assumirão em cada instante da simulação o valor de sua potência nominal definida multiplicado pelo respectivo valor da curva de carga. Destaca-se que, diferentemente do gerador solar, as cargas apresentam fator de potência diferente de 1, consumindo, portanto, potência ativa e reativa de acordo com a definição da carga.

## 5.1.3 - Resultados

Foram realizadas 152 simulações diárias, sendo 150 considerando diferentes cenários de geração solar fotovoltaica, uma considerando o perfil de referência de geração solar e uma sem GD. Todas as simulações utilizaram uma discretização de 15 minutos em seus perfis de carga e geração, tendo cada dia 96 instantes simulados. Os outros elementos do sistema foram mantidos constantes para todas as simulações, tornando assim mais fácil a observação dos impactos dos múltiplos cenários de geração solar no fluxo de potência da rede e suas consequências. A execução do conjunto de simulações e exportação dos resultados necessários levou cerca de 15 minutos. Como já mencionado, foi considerado apenas um gerador fotovoltaico no sistema, conectado à barra 611 (fase C).

Para o caso em estudo foram consideradas análises de tensão, carregamento dos circuitos e perdas no alimentador, que serão descritas nas seções seguintes. Como o objetivo principal é analisar o efeito da utilização de múltiplos cenários estocásticos de geração solar ao invés de um único cenário, na avaliação dos resultados comparam-se o perfil de tensão, carregamento e perdas obtidos considerando os múltiplos cenários e o cenário de referência de geração solar.

### Análise dos níveis de tensão

Com o objetivo de analisar os níveis de tensão com a utilização de múltiplos cenários de geração solar, as seguintes análises foram realizadas:

a) Violações de tensão

- b) Perfil de tensão ao longo do dia
- c) Análise probabilística da tensão ao longo do dia
- d) Variação da tensão entre dois instantes consecutivos
- Os resultados das análises serão descritos a seguir.

### a) Violações de tensão

O primeiro resultado analisado foi a ocorrência de violações de tensão nas barras. Nesta análise considerou-se 1.05 pu e 0.95 pu como valores limites de tensão nas barras do alimentador. Considerando os 14,592 instantes simulados (152 cenários x 96 instantes) e as 14 barras do sistema, observaram-se 89 violações de tensão, todas de sobretensão. A Tabela 1 apresenta um resumo deste resultado.

A barra 692 é considerada no mesmo ponto elétrico da barra 671, devido à chave fechada que as conecta. Além disso, a barra 680 não possui nenhuma carga conectada a ela e está diretamente ligada à barra 671. Desta forma, as tensões nessas três barras são iguais, de modo que quando ocorre sobretensão em uma dessas barras, o mesmo ocorre nas outras duas. Os casos de sobretensão nas barras mencionadas ocorrem na fase B, fase diferente da que foi adicionada a GD fotovoltaica. Outra barra em que se observa sobretensão é a 611 fase C, ponto em que foi alocada a GD fotovoltaica. Destaca-se também que as violações de tensão são resultantes da inserção de GD no sistema, pois todas elas ocorrem em um horário em que há irradiação solar, e no cenário sem GD não foi observada nenhuma violação.

Barra	Fase	Horário	Número de cenários
671	В	8:45	1
671	В	11:30	15
671	В	12:00	2
692	В	8:45	1
692	В	11:30	15
692	В	12:00	2
680	В	8:45	1
680	В	11:30	15
680	В	12:00	2
675	В	11:30	5
611	С	8:45	1
611	С	11:30	22*
611	С	12:00	7

Tabela 1 - Resumo dos casos de sobretensão.

\*Sendo um deles o cenário de referência

Dentre as 89 violações de tensão observadas, apenas uma ocorre no cenário de referência, sendo esta violação na barra 611 fase C, onde foi instalada a GD. Na simulação em que se utiliza o cenário de referência não ocorrem sobretensões em outras barras do sistema, o que é percebido com os múltiplos cenários, indicando que a utilização de um único cenário de geração solar, uma análise determinística, pode mascarar problemas de tensão no alimentador.

### b) Perfil de tensão ao longo do dia

Com o objetivo de analisar o perfil de tensão ao longo do dia, examinou-se inicialmente a barra 611, considerando todos os 152 cenários simulados. Os perfis diários de tensão obtidos com os múltiplos cenários são mostrados na Figura 16. Na figura o cenário de referência está destacado em vermelho e o cenário sem GD, em preto.

Primeiramente, percebe-se que a instalação de GD provoca um aumento de tensão na barra, em relação ao caso sem GD, devido à diminuição da carga líquida e à injeção de potência na rede que ocorre em alguns momentos, provocando fluxo reverso no ramo. Assim, como já havia sido observado na Tabela 1, percebe-se que nos horários 8:45 e 12:00 ocorrem sobretensões na barra 611 para alguns cenários de geração solar, enquanto para o cenário de referência não há violação de tensão.



Figura 16 - Tensão ao longo do dia na barra 611 para todos os cenários simulados.

c) Análise probabilística da tensão ao longo do dia

Com o objetivo de analisar a variação dos valores de tensão em cada horário para os diferentes cenários, foi realizada uma distribuição de probabilidade do resultado de tensão para cada intervalo de 15 minutos simulado, extraindo-se a média, o máximo, o mínimo e os percentis de 10% e 90% das amostras. Esta análise para a tensão na barra 611 é mostrada na Figura 17.



Figura 17 – Análise probabilística da tensão ao longo do dia na barra 611.

A Figura 17 indica como os resultados de tensão para cada intervalo se distribuem, considerando todos os cenários de geração simulados, e quais valores de tensão têm maior probabilidade de ocorrência. Com esse resultado podemos ver que apenas utilizar a média da distribuição para a análise dos resultados não é ideal, pois

oculta os pontos extremos de tensão, que muitas vezes são os mais severos. Além disso, o valor da média pode ser muito distante dos valores verificados em cada cenário. É possível extrair da imagem que o resultado de tensão para o cenário de referência é próximo do percentil de 90% da distribuição, de forma que sua probabilidade de ocorrência não é muito alta.

Adicionalmente, deve-se analisar o resultado da tensão em outras barras do sistema, para que se possa perceber os efeitos provocados pela GD em diferentes pontos da rede e identificar onde eles são mais significativos. Foi escolhido, em um primeiro momento, analisar a tensão na barra 652, conectada a um circuito monofásico da fase A e vizinha da barra 611, na qual se conecta a GD. A Figura 18 apresenta a distribuição de probabilidade da tensão na barra 652 para cada intervalo de 15 minutos simulado.



Figura 18 - Análise probabilística da tensão ao longo do dia na barra 652.

Na barra 652 (fase A) não ocorreram violações de tensão. Entretanto, a variação de tensão provocada pelos múltiplos cenários em relação ao cenário de referência foi significativa, mesmo para uma barra em que não houve inserção de GD, chegando a um aumento de tensão de 0.015 pu em alguns horários. Fica evidente na Figura 18 um comportamento na tensão não esperado. Com a inserção de GD na fase C da barra 611, a tensão na barra 652 (fase A) reduziu.

Com o intuito de analisar com mais detalhes este comportamento, analisou-se a tensão na barra 671 em suas três fases. A Figura 19 mostra as tensões médias verificadas, considerando os 150 cenários de geração, na barra 671 para as fases A e C ao longo do dia, e também as tensões obtidas com o cenário de geração solar 105.



Figura 19 - Tensões ao longo dia na barra 671, destacando o valor médio e um cenário selecionado.

Percebe-se no gráfico da Figura 19 que inicialmente a tensão na fase A é superior à tensão na fase C. Porém, nos horários em que há geração solar, observa-se pelas médias das tensões que a tensão na fase C passa a ser superior à da fase A. Esse comportamento também é observado em outros 147 cenários para algum horário em que há geração solar, representando 98% dos cenários simulados, estando destacado na imagem o cenário 105. Ressalta-se que no cenário sem GD a tensão na fase A é sempre superior à da fase C.<sup>1</sup>

Pode-se então concluir que o aumento da tensão na fase C está relacionado com a diminuição da tensão na fase A. Isso se deve ao fato de a GD monofásica na fase C introduzir mais desequilíbrios no sistema, diminuindo a carga vista pela subestação neste ponto e injetando potência na rede em alguns momentos, o que faz com que a tensão na fase C aumente. Como há uma carga trifásica em delta na barra 671 e uma carga bifásica entre as fases A e C na barra 692, o desequilíbrio provocado na fase C é refletido para as outras duas fases.

Observou-se também a tensão ao longo do dia para outras barras. A tensão na barra 675 foi similar à tensão na barra 671. A tensão nas barras 632 e 646 apresentou pouca variação com a inserção de GD, pois estão mais próximas da subestação e o fluxo reverso provocado pela geração solar ocorre apenas localmente, no ramo onde há a inserção de GD, não atingindo-as.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> A fase B apresenta tensão superior às duas outras fases para todos os cenários, portanto foi omitida do gráfico para permitir uma melhor visualização.

#### d) Variação da tensão entre dois instantes consecutivos

Além da análise do valor da tensão em cada intervalo de 15 minutos ao longo do dia, também é relevante analisar a variação de tensão que ocorre entre dois intervalos consecutivos. Esta variação, se muito abrupta e/ou frequente, pode trazer dificuldades para a operação do sistema de distribuição e ainda provocar danos aos equipamentos da rede. Para a análise da variação de tensão entre dois intervalos de 15 minutos consecutivos foi feita a diferença dos valores das tensões em pu entre os dois horários. Com o objetivo de comparar esta variação do cenário de referência com a obtida pelos 150 cenários de geração solar, foi feita a distribuição de probabilidade acumulada das variações de tensão entre intervalos consecutivos para os dois casos.

Como este trabalho se propõe a analisar o impacto da inserção de GD nos sistemas de distribuição, foram consideradas apenas as horas em que há irradiação solar, entre as 6h e as 18h, sempre fazendo a diferença entre a tensão do intervalo em questão com o intervalo anterior. Desta maneira evita-se que as variações de tensão provocadas apenas pelo perfil de carga, sem influência da geração solar, comprometam a análise.

Utilizando esta métrica, para cada cenário tem-se 49 pontos de variação de tensão em pu. A Figura 20 apresenta a distribuição de probabilidade acumulada da variação de tensão obtida com os 150 cenários de geração e com o cenário de referência para a barra 611, onde foi colocada a GD. Variações negativas indicam diminuição da tensão, enquanto valores positivos indicam aumento de tensão.



Figura 20 – Distribuição de probabilidade acumulada da variação de tensão em pu entre intervalos consecutivos na barra 611.

A partir da imagem percebe-se que as maiores diferenças entre as curvas são observadas nos valores extremos, que mostram os valores máximos de aumento e diminuição de tensão. Considerando os 150 cenários de geração, observam-se maiores variações de tensão, tanto de diminuição quanto aumento, em relação ao cenário de referência. Entre os 20% e 80% de probabilidade, as duas curvas são bastante similares.

A Tabela 2 apresentada uma comparação entre os valores máximo, mínimo e alguns percentis das duas curvas, obtidas com o cenário de referência e com a análise estocástica dos 150 cenários de geração.

	Cenário de referência	150 Cenários
Máximo	0.020	0.027
P98	0.013	0.018
P95	0.011	0.011
P90	0.006	0.007
P80	0.004	0.004
P20	-0.005	-0.005
P10	-0.011	-0.010
P05	-0.012	-0.013
P02	-0.015	-0.019
Mínimo	-0.021	-0.026

Tabela 2 – Variação de tensão em pu entre intervalos consecutivos: pontos principais da distribuição de probabilidade.

A partir dos valores da Tabela 2 nota-se que há uma diferença de 0.007 pu entre os máximos das duas distribuições, e de 0.005 pu entre os pontos mínimos. Destacam-se também as diferenças nos valores de variação de tensão entre os múltiplos cenários e o caso de referência para os percentis de 98% e 2%. É válido ressaltar que a penetração de GD do caso é relativamente pequena e ainda assim a utilização dos múltiplos cenários gera impactos significativos na variação da tensão em intervalos consecutivos.

Esse resultado mostra que a utilização de cenários estocásticos de geração representa de forma mais adequada a intermitência e grande variabilidade da geração solar fotovoltaica em intervalos de poucos minutos, e consequentemente os efeitos provocados por essas características nas tensões da rede de distribuição.

#### Análise do carregamento dos circuitos

Com o objetivo de analisar o carregamento dos circuitos com a utilização de múltiplos cenários de geração solar, foram considerados os perfis de carregamento ao

longo do dia e a análise probabilística destes. Primeiramente se verifica o carregamento na linha entre as barras 611 e 684, um circuito monofásico (fase C) que escoa a geração da GD localizada na barra 611. Para todas as análises o carregamento será analisado em porcentagem da capacidade nominal de corrente da linha. A Figura 21 apresenta o carregamento dessa linha ao longo do dia, para todos os cenários simulados. O cenário de geração solar de referência está destacado em vermelho, e o cenário sem GD, em preto.



Figura 21 – Carregamento ao longo do dia na linha 611-684 (fase C) para todos os cenários simulados.

Observa-se pelo gráfico da Figura 21 que a presença de GD altera o horário de máximo carregamento no circuito de 20h para próximo do meio do dia. Destaca-se ainda que o carregamento diminui para alguns cenários de geração, em relação ao caso sem GD. Isso acontece quando a geração solar é menor ou igual à carga na barra, provocando diminuição da carga líquida, ou quando a potência injetada na rede pela GD é menor em módulo do que o fluxo original para o atendimento da carga.

Apesar de não ocorrer sobrecarga nos circuitos, observa-se que o carregamento no circuito com a utilização de um único cenário, no caso o cenário de referência, pode não representar o carregamento real nos circuitos ao longo do dia, que é melhor representado com a utilização de múltiplos cenários de geração. Destaca-se que no horário próximo ao meio do dia, o carregamento obtido com o cenário de referência é maior do que o observado com a maioria dos múltiplos cenários, enquanto para alguns outros horários, como às 7h e às 16:15, o cenário de referência é o que apresenta o menor carregamento. Para uma análise mais aprofundada de como se distribui o carregamento em cada horário para os diferentes cenários, foi feita a distribuição de probabilidade do carregamento para cada intervalo de 15 minutos simulado. Esta análise para o carregamento na linha 611-684 é mostrada na Figura 22.



Figura 22 – Análise probabilística do carregamento ao longo do dia na linha 611-684.

A partir da Figura 22 percebe-se que para um número significativo de cenários é obtido um carregamento mais alto do que no cenário de referência, para diferentes horários do dia. Entre as 7:15 e as 15:30, o carregamento resultante da utilização do cenário de referência se localiza próximo ao percentil de 90% da distribuição. Já em outros horários, está mais próximo da média ou do percentil de 10%. Também se observa na Figura 22 que o percentil de 10% e o mínimo da distribuição são muito próximos. Isso indica que, entre as 7:00 e as 16:00, 10% dos cenários de geração solar levam a um carregamento de aproximadamente 5% da capacidade nominal da linha, mais baixo do que o proporcionado pelo caso sem GD e pelo o cenário de referência.

O outro circuito analisado foi a linha trifásica 650-632, a primeira linha após a subestação. Apesar de não haver variações significativas no carregamento, considerando os 152 cenários simulados, para as fases A e B, na fase C se observam variações de carregamento provocadas pela inserção de GD na barra 611 (fase C). A Figura 23 apresenta a distribuição de probabilidade do carregamento na linha 650-632 fase C para cada intervalo de 15 minutos simulado.

A partir do gráfico da Figura 23 percebe-se que a inserção de GD na barra 611 (fase C) provoca uma diminuição no carregamento da linha 650-632 fase C. Para todos os cenários de geração solar considerados, o carregamento obtido na linha foi menor ou igual ao do caso sem GD. Em alguns horários é possível observar uma redução de carregamento de até 10%. Isso ocorre, pois, a inserção de uma geração junto à carga diminui a carga líquida do sistema, diminuindo o fluxo vindo da subestação para o abastecimento das cargas. Além disso, a GD considerada nas simulações provoca fluxo reverso apenas localmente, no ramo em que a GD foi inserida, não havendo fluxo reverso para a subestação, o que poderia aumentar o carregamento na linha 650-632. Percebe-se também que o carregamento obtido com o cenário de referência é próximo do carregamento mínimo observado com os 150 cenários de geração, que ocorre quando a geração solar é maior.



Figura 23 – Análise probabilística do carregamento ao longo do dia na linha 650-632 fase C.

Analisando de forma geral os resultados de carregamento apresentados, é possível concluir que a inserção de GD na rede pode provocar aumento de carregamento em um trecho e diminuição de carregamento em outro. Além disso, considerando os 150 cenários de geração solar estocásticos é possível observar que a inserção de GD pode provocar localmente tanto aumento quanto diminuição do carregamento, chegando a valores máximos maiores do que os obtidos com cenário de referência e valores mínimos menores do que os do caso sem GD.

#### Análise das perdas no alimentador

Nesta seção analisaram-se as perdas ativas no alimentador, relacionadas à corrente que flui no alimentador e ao aquecimento dos condutores. Portanto, o resultado de perdas está relacionado ao de carregamento, apresentado anteriormente. Primeiramente foram verificadas as perdas ativas no alimentador durante um dia

completo, em kWh, considerando todos os cenários simulados. É válido destacar que as perdas no alimentador são obtidas somando-se as perdas em cada elemento, linha e transformador, que compõe a rede. A Tabela 3 apresentada os valores das perdas em kWh para um dia obtidas com o cenário de referência, sem GD e alguns pontos destacados da distribuição de probabilidade obtida com os 150 cenários de geração solar considerados.

Cenário	Perdas no dia [kWh]
Sem GD	448.0
Referência	444.3
150 cenários	Perdas no dia
150 cenarios	[kWh]
Máximo	446.9
Percentil 90%	444.8
Média	442.5
Percentil 10%	440.9
Mínimo	439.2

Tabela 3 – Perdas ativas totais no alimentador em um dia para diferentes cenários simulados.

A partir dos resultados apresentados na tabela é possível perceber que a inserção de GD utilizando o perfil de referência provocou a diminuição das perdas no alimentador ao analisar as perdas totais ao longo do dia. Também se observa uma redução das perdas totais ao comparar a média dos 150 cenários utilizados com os cenários sem GD e de referência. Contudo, o valor máximo de perdas obtidas com os múltiplos cenários é mais próximo do cenário sem GD, apresentando uma diferença de 1.1kWh, enquanto para o cenário de referência essa diferença é de 3.7kWh.

Como o percentil de 90% da distribuição obtida com os 150 cenários é próximo do cenário de referência, observa-se que para grande parte dos múltiplos cenários as perdas totais obtidas no dia foram inferiores às obtidas com o cenário de referência. Isso mostra que o cenário de referência estaria sobrestimando as perdas totais no dia. Destacase ainda que a diferença entre o valor mínimo de perdas no dia obtidas com os 150 cenários e o valor obtido com o cenário de referência foi de 5 kWh.

Dando continuidade à análise das perdas no alimentador, observaram-se as perdas em kW para cada intervalo de tempo simulado. A Figura 24 apresenta este resultado para todos os cenários simulados, destacando em vermelho o cenário de referência e em preto, o cenário sem GD.



Figura 24 - Perdas no alimentador ao longo do dia para todos os cenários simulados.

A análise do gráfico permite observar que, considerando os múltiplos cenários de geração, a presença de GD pode reduzir ou aumentar as perdas em horários específicos do dia, embora em relação às perdas totais no dia a inserção de GD provoque apenas a diminuição das perdas. Percebe-se ainda que não há grande diferença entre os valores de perdas do alimentador ao considerar múltiplos cenários ao invés de um cenário de referência. Entretanto, é possível observar que alguns cenários de geração solar resultam em aumento das perdas em kW no sistema e outros que provocam sua diminuição, em relação ao cenário de referência, para um mesmo horário.

# 5.2 – Caso de um alimentador real de uma distribuidora

## 5.2.1 - Descrição do sistema e premissas adotadas

Após a análise da inserção de GD fotovoltaica com a utilização de múltiplos cenários de geração em um sistema pequeno, considera-se um alimentador urbano real de um sistema de distribuição. Os dados do alimentador foram extraídos da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). O alimentador considerado na simulação apresenta aproximadamente 8.5 km de extensão e está modelado com 10,963 nós elétricos. A Figura 25 apresenta em vermelho o esquema do alimentador urbano considerado para este estudo de caso, juntamente com alguns outros alimentadores da mesma subestação.

De forma similar ao caso IEEE 13 barras, foi desabilitado o regulador de tensão com o objetivo de observar de forma mais clara os impactos da inserção de GD na rede de distribuição simulada.



Figura 25 - Esquema do alimentador urbano de uma distribuidora real.

O sistema apresenta dois níveis de tensão principais: 13.8 kV nos trechos de média tensão (MT) e 220V nos trechos de baixa tensão (BT). A tensão na subestação foi fixada em 1.022 pu, de acordo com os dados da BDGD. A representação da rede utiliza a modelagem trifásica, de forma que a rede apresenta desbalanços, devido principalmente à existência de trechos bifásicos e monofásicos e de cargas com diferentes valores de potência nominal e localizações.

A modelagem adotada para a rede elétrica seguiu o padrão do *software ProgGeoPerdas* [30], disponibilizado pela ANEEL. As cargas do sistema são modeladas de forma que, para cada barra com carga, 50% de sua carga seja do modelo impedância constante e os outros 50% seja do modelo de P constante. Desta forma busca-se contemplar a variedade de cargas presentes em um alimentador urbano real, sem evidenciar um tipo específico de carga. Além disso, todas as cargas são modeladas com fator de potência 0.92. A maior parte das cargas encontra-se na rede de baixa tensão, porém há algumas cargas de maior potência conectadas na rede de média tensão. A capacidade de corrente dos condutores foi mantida como nos dados originais, variando entre 453 A e 53 A, de acordo com as características do condutor de cada trecho.

Foi adotada para o alimentador uma distribuição uniforme dos painéis solares na rede de baixa tensão, em barras cujas cargas apresentavam maiores potências nominais, de forma que a geração solar diária no alimentador para o cenário de referência seja igual à 10% da carga diária do alimentador, ambas em energia. Essa inserção de geradores solares constitui uma alta penetração de GD na rede. Portanto, foram adicionados ao caso 41 geradores solares fotovoltaicos de 24 kW e fator de potência unitário, sendo alguns monofásicos e outros trifásicos, para obter a penetração de GD desejada.

Para os perfis de geração foram utilizados os mesmos perfis do caso IEEE 13 barras, o cenário de referência e os 150 cenários estocásticos obtidos por medição. Para cada cenário utilizou-se o mesmo perfil de geração em todos os geradores do alimentador, adotando a simplificação de que este cobre uma área pequena e a incidência solar pode ser considerada a mesma em todas as barras. Para a representação do consumo de energia, foram utilizados diferentes perfis de carga diários com discretização de 15 minutos, que retratam sua variabilidade ao longo do dia. Foram utilizados neste caso perfis de carga característicos de um dia útil do tipo residencial, comercial, industrial e iluminação pública, retratando a variedade de características das cargas de um alimentador urbano.

A Figura 26 a seguir apresenta a carga total em kW de um dia útil no alimentador em cada hora do dia para o cenário sem GD. Apesar dos perfis de carga utilizados e os valores nominais das cargas serem os mesmos para todas as simulações executadas, o modelo adotado para as cargas faz com que uma parcela de seu valor em kW varie de acordo com as tensões da rede.



Figura 26 - Carga total em kW de um dia útil no alimentador para o cenário sem GD.

## 5.2.2 - Resultados

Assim como para o estudo de caso com o sistema IEEE 13 barras, foram realizadas 152 simulações diárias, sendo 150 considerando diferentes cenários de geração solar fotovoltaica, uma considerando o perfil de referência de geração solar e uma sem GD. As simulações foram executadas com o modo diário com intervalos de 15 minutos, tendo cada dia portanto 96 instantes simulados. A execução do conjunto de simulações e

exportação dos resultados desejados levou cerca de 3 horas. Porém, como já mencionado, para este sistema grande o tempo de execução está diretamente relacionado aos resultados exportados, que podem representar um grande volume de dados. Adotou-se uma distribuição uniforme dos geradores fotovoltaicos pelo alimentador, representando a GD tipo *rooftop*.

Para este estudo de caso foram realizadas análises de tensão, carregamento dos circuitos e perdas no alimentador, que serão descritas nas seções seguintes.

## Análise dos níveis de tensão

Com o objetivo de analisar os níveis de tensão no alimentador real com a utilização de múltiplos cenários de geração solar, as análises foram realizadas em duas partes:

- a) Tensão nas barras de média tensão
- b) Tensão nas barras de baixa tensão
- Os resultados das análises serão descritos a seguir.
- a) Tensão nas barras de média tensão

Primeiramente analisou-se a tensão nas barras da média tensão (13.8kV). Não houve violações de tensão, tanto de sobretensão quanto de subtensão, para as barras da média tensão (MT). Uma vez que as tensões na rede de média tensão não apresentaram variações tão significativas, foram selecionadas algumas barras, localizadas em diferentes pontos do alimentador, e horários para uma análise mais detalhada. A Figura 27 mostra a tensão em pu ao meio-dia em algumas barras selecionadas da rede de MT, para todos os cenários de geração, estando destacado em vermelho o cenário de referência.

Escolheu-se o horário de meio-dia pois é quando se observa a maior geração solar considerando o cenário de referência. Percebe-se que a variação de tensão nas barras de MT provocada pela GD considerando os 150 cenários de geração solar é pequena, sendo sempre menor do que 0.005 pu. As tensões obtidas com a maior parte dos 150 cenários são menores do que as tensões do cenário de referência. Além disso, é possível observar Figura 27 que as tensões apresentam desequilíbrios entre fases, sendo este desequilíbrio maior em algumas barras.



Figura 27 – Tensão nas fases A, B e C em barras selecionadas da média tensão ao meio-dia.

Em seguida foi analisada a variação de tensão ao longo do dia para uma barra da rede de média tensão mais afastada da subestação que apresentou uma das tensões mais elevadas. A Figura 28 apresenta a tensão na fase C para esta barra selecionada da MT ao longo do dia, considerando os 150 cenários de geração solar e o cenário de referência, destacado em vermelho.

Nota-se pela Figura 28 que para todas as horas do dia a diferença entre a tensão mínima e máxima obtida com os 150 cenário de geração para o mesmo horário não é tão expressiva, chegando a no máximo 0.0042 pu às 12:15. Observa-se também que, entre as 7:30 e as 17h, a maior parte dos 150 cenários de geração solar provoca menores tensões na barra do que as do cenário de referência. Porém há cenários em que são obtidas tensões maiores do que com o cenário de referência. Portanto, o cenário de referência não capta as tensões mais altas obtidas com os 150 cenários, porém para a maior parte dos cenários está sobrestimando a tensão na barra com inserção de GD.



Figura 28 - Tensão na fase C em uma barra selecionada da média tensão ao meio-dia.

Com o objetivo de observar o impacto da utilização dos múltiplos cenários de geração solar na tensão do alimentador como um todo, analisou-se o perfil de tensão na rede de MT ao longo do alimentador ao meio-dia para alguns cenários de geração selecionados. Foram escolhidos os cenários 120, 21 e 134, que apresentam respectivamente uma alta, média e baixa geração solar ao meio-dia, entre os 150 cenários simulados. Na Figura 29 é apresentado o perfil de tensão na MT do alimentador ao meio-dia para os três cenários selecionados e para o cenário de referência.

A partir da Figura 29 é possível perceber que a utilização de múltiplos cenários de geração permite observar diferenças nas tensões da MT no alimentador como um todo, em relação ao cenário de referência, mesmo com os painéis fotovoltaicos adicionados nas barras de BT e com distribuição uniforme. Contudo, esta variação não é tão expressiva, como já observado em outros resultados, chegando a no máximo em torno de 0.005 pu.

Observa-se que para o cenário 120, com maior geração solar, são obtidas tensões levemente mais altas do que no caso de referência, enquanto para os cenários 21 e 134, são obtidas tensões mais baixas. Além disso, ficam evidenciados os desequilíbrios da rede e como os múltiplos cenários de geração os afetam. Para o cenário 134 os módulos das tensões nas três fases em pu são mais próximos, e a tensão na fase B é menor do que a tensão na fase A para a maior parte das barras da MT. Já para o cenário 120 o módulo da tensão na fase C se torna mais distante das outras duas fases, e a tensão na fase A é menor do que a tensão na fase B para a maior parte das barras da MT. Embora as tensões das três fases tenham aumentado, elas sofreram impactos distintos devido aos desequilíbrios da rede.



Figura 29 – Perfil de tensão ao longo do alimentador na MT ao meio-dia para diferentes cenários de geração.

b) Tensão nas barras de baixa tensão

Após analisar a tensão na rede de média tensão do alimentador, analisou-se a tensão nas barras de baixa tensão (220V). Devido à alocação de GD ser realizada na rede de baixa tensão (BT), com o intuito de representar geradores fotovoltaicos *rooftop*, as barras d BT tendem a apresentar maior sensibilidade em suas tensões com a utilização de múltiplos cenários de geração solar. Contudo, os dados relativos à rede de BT obtidos na BDGD apresentam maiores incertezas em relação aos da MT, pois na BT existem muitos componentes, sendo difícil precisar e validar o estado dos parâmetros de cada um dos elementos. A maior imprecisão na representação da rede da BT do alimentador não inviabiliza sua análise, todavia requer que os resultados sejam examinados com maior atenção.

Em um primeiro momento, assim como para a análise da rede de MT, foram selecionadas algumas barras, localizadas em diferentes pontos do alimentador, e horários específicos para uma análise mais detalhada. A Figura 30 mostra a tensão em pu ao meio-

dia em algumas barras selecionadas de BT, para todos os cenários de geração, estando destacado em vermelho o cenário de referência. As barras de 1 a 6 são barras em que foram conectados geradores fotovoltaicos.



Figura 30 - Tensão nas fases A, B e C em barras selecionadas da baixa tensão ao meio-dia.

Percebe-se que a variação de tensão nas barras de BT provocada pela GD considerando os 150 cenários de geração solar, analisando a diferença entre as tensões máxima e mínima obtidas, é significativamente maior do que a variação de tensão observada na MT. Para as barras apresentadas, a máxima diferença entre as tensões obtidas com os múltiplos cenários de geração foi de 0.15 pu, que ocorre na barra 1 (fase C). Já a mínima diferença foi de 0.002 pu, observada nas barras 7, 8, 13 e 20 (fase B). Observa-se que as barras de 1 a 6, conectadas diretamente à uma instalação de GD, apresentam maiores variações de tensão para os diferentes cenários de geração.

Destaca-se ainda que as barras 1, 2, 3, 18 e 19 apresentam violações de tensão, de acordo com os limites estabelecidos no PRODIST módulo 8 [31], de 0.92 pu e 1.05 pu para a baixa tensão dos sistemas de distribuição. As barras 1, 2, 18 e 19 apresentam

violação de sobretensão em algumas fases, tanto para o cenário de referência quando para a análise com os 150 cenários de geração. A barra 2 apresenta violações de tensão na fase B, de sobretensão e subtensão, apenas quando se considera os 150 cenários de geração.

Portanto, considerar múltiplos cenários estocásticos de geração solar pode resultar em violações de tensão que não eram observadas, ou evitar que violações observadas com o cenário de referência ocorram. Além disso, percebem-se também pela imagem maiores desequilíbrios na BT da rede em relação à MT, evidentes nas barras 9, 15, 18 e 19.

Em seguida foi analisada a tensão ao longo do dia para a barra 6, mostrada também no gráfico anterior, que possui uma instalação de GD conectando-se diretamente a ela. A Figura 31 apresenta a análise probabilística da tensão na fase C para esta barra selecionada da rede de BT ao longo do dia, considerando os 150 cenários de geração solar e o cenário de referência.



Figura 31 – Análise probabilística da tensão na fase C em barra selecionada da baixa tensão ao longo do dia.

Observa-se no gráfico da Figura 31 que não houve violação de tensão na barra. Contudo, a diferença entre as tensões máximas e mínimas obtidas com os 150 cenários de geração solar são expressivas. Entre as 9h e as 14h essa diferença mantém-se aproximadamente constante, em torno de 0.04 pu, um valor bastante alto considerando os limites de tensão permitidos para a baixa tensão. Percebe-se que para a maior parte das horas a tensão obtida com o cenário de referência é muito próxima do percentil de 90% da distribuição de tensões observada com os 150 cenários de geração. Isso mostra que o cenário de referência não contempla as tensões máximas obtidas com os 150 cenários de geração, porém produz uma tensão mais alta do que a maioria dos cenários.

Em seguida, foi analisada para a mesma barra as variações da tensão entre intervalos de 15 minutos consecutivos obtidas para os diferentes cenários de geração. Assim como no estudo de caso IEEE 13 barras, foi feita a diferença entre os valores de tensão em pu de dois instantes consecutivos, considerando o intervalo de tempo das 6h às 18h, em que há geração solar. Com o objetivo de comparar a variação de tensão observada com o cenário de referência com a obtida pelos 150 cenários de geração solar, foi feita a distribuição de probabilidade acumulada das variações de tensão entre intervalos consecutivos para os dois casos, apresentada na Figura 32. Valores negativos indicam diminuição da tensão, enquanto valores positivos indicam aumento de tensão.



Figura 32 – Distribuição de probabilidade acumulada da variação de tensão em pu entre intervalos consecutivos em barra da BT.

A partir da Figura 32 é possível concluir que com a utilização de múltiplos cenários de geração observam-se máximas variações de tensão entre intervalos consecutivos de aproximadamente 0.03 pu. Essa variação é de magnitude significativa, especialmente considerando-se um intervalo de 15 minutos, podendo demandar a atuação de equipamentos da rede, como regulador de tensão ou *tap* de transformadores. Para o cenário de referência as máximas variações de tensão observadas são em torno de 0.01 pu.

Nota-se que os extremos da distribuição de probabilidade das duas curvas são bastante distintos, de forma que a curva obtida com os 150 cenários de geração solar

atinge valores em módulo consideravelmente maiores. Contudo, entre os 2% e 98% de probabilidade as duas curvas são bastante similares.

### Análise do carregamento dos circuitos

Com o objetivo de analisar o carregamento dos circuitos com a utilização de múltiplos cenários de geração solar, foram selecionadas algumas barras, localizadas em diferentes pontos do alimentador. Primeiramente se verifica o carregamento ao meio dia para barras selecionadas do alimentador considerando todos os cenários de geração simulados, apresentado na Figura 33. Os circuitos 1 a 8 estão localizados na rede de MT do alimentador, enquanto os circuitos 9 a 22 encontram-se na BT. Os circuitos 23 a 27 são transformadores da média para baixa tensão. Destaca-se em vermelho na imagem o cenário de referência, e em preto o cenário sem GD. O carregamento é apresentado para a fase mais carregada de cada circuito.



Figura 33 – Análise do carregamento ao meio-dia para barras selecionadas do alimentador.

Percebe-se pela imagem que os circuitos que sofrem variações mais expressivas no carregamento considerando-se os múltiplos cenários de geração são os circuitos de BT, como esperado, pois, estão mais próximos dos geradores alocados no sistema. Para o circuito 13, por exemplo, o carregamento obtido com o cenário de referência foi de 92% da capacidade nominal da linha, enquanto com a análise considerando múltiplos cenários seu carregamento varia de 5% a 101%. Já para o circuito 14 o carregamento obtido com o cenário de referência foi de 31% da capacidade nominal da linha, enquanto com a análise considerando múltiplos cenários seu carregamento múltiplos cenários seu carregamento a 101%. Já para o circuito 14 o carregamento obtido com o cenário de referência foi de 31% da capacidade nominal da linha, enquanto com a análise considerando múltiplos cenários seu carregamento é sempre maior ou igual a este, chegando a 75%.

Além disso, pode-se observar que considerando apenas o cenário de referência a inserção de GD não apresenta variação significativa de carregamento no circuito 12. Porém, utilizando os múltiplos cenários de geração seu carregamento pode tanto diminuir quanto aumentar, variando entre 20% e 88% da capacidade nominal da linha. Ainda assim, para alguns circuitos da rede de BT, como os circuitos 11, 18 e 22, não se observam variações significativas de carregamento com a utilização de múltiplos cenários de geração.

Observa-se uma variação de carregamento muito menor para os circuitos selecionados da rede de MT, sendo a variação máxima observada de 7% no circuito 2. Contudo, ainda é uma variação de carregamento significativa, destacando-se que para a maior parte dos cenários o carregamento nos circuitos de MT aumenta em relação ao cenário de referência. Analisando o carregamento dos transformadores selecionados, observa-se que os transformadores 24 e 25 apresentam variação significativa de carregamento para os múltiplos cenários, chegando a 15% para o transformador 25. Assim como para os circuitos da MT, esses transformadores apresentam aumento de carregamento com os múltiplos cenários de geração em relação ao cenário de referência. Para os outros transformadores a variação de carregamento pela utilização de múltiplos cenários não é expressiva.

### Análise das perdas no alimentador

Nesta seção analisaram-se as perdas ativas no alimentador, relacionadas ao aquecimento dos condutores. Primeiramente foram verificadas as perdas ativas no alimentador durante um dia completo, considerando todos os cenários simulados. A Tabela 4 apresenta os valores das perdas em kWh para um dia útil obtidas com o cenário de referência, sem GD e alguns pontos destacados da distribuição de probabilidade obtida com os 150 cenários de geração solar considerados.

Observa-se pelos valores da tabela que o valor máximo de perdas no dia obtido com os 150 cenários de geração supera as perdas obtidas com o cenário de referência, embora seja inferior ao valor de perdas totais do caso sem GD. O valor mínimo de perdas obtido com os 150 cenários de geração difere do cenário de referência em 57 kWh. Além disso, observa-se que as perdas obtidas com o cenário de referência se aproximam do percentil de 90% da distribuição de probabilidade construída com os múltiplos cenários.

Cenário	Perdas no dia [kWh]			
Sem GD	2,893			
Referência	2,840			
150 cenários	Perdas no dia [kWh]			
Máximo	2,879			
Percentil 90%	2,845			
Média	2,818			
Percentil 10%	2,798			
Mínimo	2,783			

Tabela 4 – Perdas ativas totais no alimentador em um dia útil para diferentes cenários simulados.

Em seguida foram analisadas as perdas ativas no alimentador para diferentes horas do dia. Foi realizada a distribuição de probabilidade do resultado de perdas para os horários do dia com geração solar. Esta análise é mostrada na Figura 34.



Figura 34 - Análise probabilística das perdas no alimentador ao longo do dia.

Analisando as perdas ativas no alimentador ao longo do dia percebe-se que, considerando os 150 cenários de geração, as perdas máximas ocorrem entre as 11:45 e as 12:15, atingindo um valor maior do que com o cenário de referência. Além disso, nota-se que para alguns horários, como entre 12:00 e 12:30 e entre 10:15 e 10:45, as perdas obtidas com o cenário de referência são iguais às perdas obtidas com o cenário sem GD, enquanto para os 150 cenários observam-se valores maiores e menores de perdas. Isso indica que considerando os múltiplos cenários de geração solar pode-se observar tanto aumento quanto diminuição de perdas em horários específicos do dia com a inserção de

GD na rede. Entretanto, para alguns horários, como às 9:00, 9:45, 14:30 e 15:00, para todos os cenários de geração se observa diminuição das perdas.

# Capítulo 6

# Conclusões

O presente trabalho teve como objetivo desenvolver uma metodologia para a avaliação da inserção de GD solar fotovoltaica em sistemas de distribuição utilizando múltiplos cenários de geração. A metodologia desenvolvida utilizou como base o *software* de simulação de redes de distribuição *OpenDSS* e a linguagem de programação *Python*, possibilitando a execução de simulações em sequência, de forma encadeada, considerando diferentes perfis de geração, e a análise dos resultados para os diferentes cenários.

Foram realizados neste trabalho dois estudos de caso. O primeiro, com o sistema IEEE 13 barras, teve o objetivo de ilustrar os conceitos básicos estudados e analisar os impactos da utilização de múltiplos cenários de geração solar em um sistema pequeno. O segundo, com um alimentador real do sistema de distribuição brasileiro, permitiu analisar os impactos da utilização de múltiplos cenários de geração solar em um sistema mais próximo do real. Para ambos os casos foram realizadas 152 simulações diárias com discretização de 15 minutos, obtendo-se 14,592 instantes simulados ao todo, sendo 150 simulações considerando cenários estocásticos de geração obtidos por dados de medição, uma simulação sem GD, e uma considerando o cenário de geração de referência. Com o objetivo de identificar as diferenças na análise proporcionadas pelo uso de múltiplos cenários de geração solar, foram comparados os resultados do cenário de referência com os obtidos com os 150 cenários de geração. Analisaram-se os resultados de tensão nas barras do sistema, carregamento dos circuitos e perdas no alimentador.

A partir da análise do caso IEEE 13 barras, observou-se que com o cenário de referência de geração solar ocorreu apenas violação de tensão em um horário do dia, na barra com a instalação de GD. Entretanto, com os 150 cenários de geração solar e a análise estocástica dos resultados pode-se observar a ocorrência de violações em alguns horários do dia e barras do sistema, somando 89 violações. Desta forma, conclui-se que neste caso a utilização de múltiplos cenários foi imprescindível para que se identificassem problemas de tensão no alimentador com a inserção de GD.

Analisando o carregamento dos circuitos nota-se que, para o circuito próximo à inserção de GD, o carregamento diminui com a utilização de múltiplos cenários de

geração em relação ao cenário de referência, sendo o carregamento para alguns cenários menor do que o obtido com o caso sem GD. Já para o circuito próximo à subestação o carregamento obtido com a maioria dos múltiplos cenários é maior do que o do cenário de referência. Comparando o cenário de maior carregamento entre os múltiplos cenários com o cenário de referência, o aumento de carregamento observado foi de 10%.

Em relação às perdas no alimentador, com a utilização dos 150 cenários de geração observa-se uma redução de perdas totais no alimentador entre 1.1 kWh e 8.8 kWh provocada pela inserção de GD no sistema, enquanto com o cenário de referência a redução observada é de 3.7 kWh. Embora as perdas no dia diminuam para todos os cenários de geração solar, em alguns horários nota-se com a utilização dos múltiplos cenários um aumento nas perdas do alimentador.

A partir da análise do caso do alimentador urbano real de uma distribuidora brasileira, com GD fotovoltaica alocada na rede de baixa tensão de forma homogênea, observou-se que as barras da média tensão não sofreram variações expressivas de tensão com a utilização dos múltiplos cenários de geração em relação ao cenário de referência. Já na rede de baixa tensão perceberam-se variações significativas, observando-se diminuições de até 0.14 pu em relação ao cenário de referência. Desta forma, a utilização dos múltiplos cenários permite observar a amplitude dos valores de tensão que podem ocorrer em diferentes regiões do sistema devido à inserção de GD.

Analisando o carregamento para os circuitos selecionados da rede de MT, observa-se aumento de carregamento com a utilização dos múltiplos cenários de geração, chegando a um aumento máximo de 6% em relação ao cenário de referência. Entretanto, para os circuitos selecionados da BT observa-se uma grande diminuição de carregamento, de até 85% em relação ao cenário de referência para um circuito, sendo observado também aumento de carregamento para alguns cenários e sobrecargas em alguns circuitos.

Analisando-se as perdas no alimentador, observa-se que com a utilização dos 150 cenários de geração obtém-se uma redução de perdas entre 14 kWh e 110 kWh provocada pela inserção de GD no sistema nas perdas totais do dia, enquanto com o cenário de referência a redução observada é de 53 kWh. Para este sistema também foi observado que as perdas no alimentador aumentam em alguns horários do dia com a utilização dos múltiplos cenários de geração.

Nota-se nos resultados dos estudos de caso realizados que para a maioria dos múltiplos cenários de geração, o cenário de referência estava sobrestimando o aumento

58

de tensão e carregamento provocado pela GD na rede. Entretanto, não estava capturando o carregamento e tensão máximos obtidos com os cenários estocásticos, que podem provocar situações críticas para o sistema. Além disso, para o carregamento percebe-se com os múltiplos cenários que a GD pode tanto aumentar quanto diminuir o carregamento do circuito, de acordo com a geração considerada. Analisando as perdas totais no alimentador, o cenário de referência sobrestima as perdas obtidas com inserção de GD no sistema, porém não identifica a situação de perdas máximas obtida com os múltiplos cenários.

Portanto, a utilização de múltiplos cenários estocásticos de geração solar em detrimento de um cenário determinístico possibilita visualizar a faixa de valores que podem ser assumidos pela tensão, carregamento e perdas no alimentador com a inserção de GD no sistema de distribuição, identificando os valores mais prováveis e os valores extremos.

As distribuidoras podem adotar a utilização de múltiplos cenários de geração em seus estudos e simulações da rede, buscando identificar de forma mais acurada os efeitos provocados pela inserção de GD no sistema. Para as distribuidoras, a utilização de múltiplos cenários de geração pode ser empregada nos estudos de conexão de novas instalações de GD na rede, avaliação da necessidade de investimento em novos equipamentos e expansão da rede, além de auxiliar no planejamento da operação do sistema. É necessário para isso a obtenção de dados de medição dos geradores existentes e dados de irradiação que permitam estimar os perfis de geração de novas instalações. Além disso, é importante que as ferramentas computacionais estejam preparadas para executar as simulações desejadas e analisar os resultados.

# 6.1 Trabalhos futuros

Como trabalho futuro sugere-se simular o alimentador real utilizando outras formas de alocação de GD na rede de distribuição, pois conforme mencionado, a localização da GD e sua potência nominal são fatores significativos para a análise dos efeitos provocados pela inserção de GD no sistema. Portanto, seria interessante analisar também, para o mesmo alimentador, a instalação de GD de forma concentrada em pontos específicos do alimentador, como próximo da subestação e em um ponto extremo do alimentador, visto que para esse trabalho adotou-se uma distribuição uniforme da GD ao longo do alimentador.

Visando aprofundar o estudo da utilização de múltiplos cenários para analisar a inserção de GD solar fotovoltaica em redes de distribuição, propõe-se também analisar horizontes de tempo maiores, como meses e até um ano completo. Com um horizonte maior será possível observar a variação dos perfis de carga e geração solar entre os dias e meses do ano, e como esta variação impacta a rede de distribuição. Para analisar horizontes maiores é necessária uma maior quantidade de dados históricos de geração solar fotovoltaica, com perfis diários, de forma que seja possível construir cenários que preservem as características dos dados originais.

Além das propostas de trabalhos futuros mencionadas, sugere-se realizar simulações da rede de distribuição com múltiplos cenários de geração solar fotovoltaica para analisar a atuação dos reguladores de tensão. Como foi observado nos resultados dos estudos de caso, os cenários estocásticos de geração permitem observar variações abruptas de tensão entre instantes consecutivos, o que pode afetar a operação dos equipamentos reguladores de tensão da rede. Para que esta análise seja realizada de forma adequada, é necessário obter dados históricos de geração com menor discretização.

# Referências Bibliográficas

[1] PETERS, G. P., HERTWICH, E. G. "CO2 Embodied in International Trade with Implications for Global Climate Policy", *Environmental Science & Technology*, 2008.

[2] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World energy outlook 2004*. IEA/OECD, 2004.

[3] CIGRE, W. G. "Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System–Final Report", *Electra*, 1998.

[4] INRENATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series–Solar Photovoltaics. IRENA, 2012.

[5] INRENATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Renewable Power Generation Costs in 2018*. IRENA, 2019.

[6] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-ENERGY TECHNOLOGY SYSTEMS ANALYSIS PROGRAMME, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Wind power: Technology brief.* IEA-ETSAP/IRENA, Technology Brief, 2016.

[7] MALINOWSKI, M., LEON, J. I., ABU-RUB, H. "Solar photovoltaic and thermal energy systems: Current technology and future trends", *Proceedings of the IEEE*, 2017.

[8] PEPERMANS, G., DRIESEN, J., HAESELDONCKX, D., BELMANS, R., D'HAESELEER, W. "Distributed generation: definition, benefits and issues", *Energy policy*, 2005.

[9] ANEEL. "Boletim de informações Gerenciais – Primeiro trimestre de 2019".Disponível em: <u>https://www.aneel.gov.br/publicacoes</u>

[10] ANEEL. Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL.Disponível em: <u>https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/</u>

[11] VAN HAAREN, R., MORJARIA, M., FTHENAKIS, V. "Empirical assessment of short-term variability from utility-scale solar PV plants", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2014.

[12] FARHANGI, H. "The path of the smart grid", *IEEE power and energy magazine*, 2009.
[13] LUIZ, C., OLIVEIRA, A., MENDES, P., ALVES, D., CATAO, B., TEIXEIRA, J. "Avaliação do Impacto da Inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico da Cemig Distribuição", XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 2019.

[14] GRAINGER, J., STEVENSON JR., W. *Power System Analysis*. 1 ed. McGraw-Hill, 1994.

[15] ANEEL. "Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico". Disponível em: <u>https://www.aneel.gov.br/livros/-/asset\_publisher/eZ674TKh9oF0/content/manual-de-</u> <u>controle-patrimonial-do-setor-eletrico-mcpse/656835</u>

[16] KERSTING, W. Distribution System Modeling and Analysis. 4 ed. Florida, CRS Press, 2018.

[17] MARTINS, C. C., SAAVEDRA, O. R., PAUCAR, V. L. "Fluxo de Carga em Redes Modernas de Distribuição de Eletricidade", *Latin-american Congress on Electricity Generation and transmission - Clagtee*, 2017.

[18] SOUZA, B. A., BRAZ, H. D. M., ALBUQUERQUE, J. M. C., GUTTERRES, J. G.G. "Fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais com geração distribuída: Método da soma de potência modificado", *IEEE Latin America Transactions*, 2006.

[19] GARCIA, P. A. N. Cálculo do Fluxo de Potência Trifásico em Sistemas de Distribuição Incluindo a Representação de Dispositivos de Controle. Tese de D.Sc., COPPE–UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2001.

[20] LEHTONEN, M., NYE, S. "History of electricity network control and distributed generation in the UK and Western Denmark", *Energy Policy*, 2009.

[21] REN21. Renewables 2019: Global Status Full Report, 2019.

[22] TARANTO, G., FALCÃO, D., RÊGO, L., CASSERES, E. Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição. GESSEL-UFRJ, Texto de Discussão do Setor Elétrico nº73, Rio de Janeiro, 2017.

[23] SHAYANI, R. A. *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. Tese de D. Sc., Universidade de Brasília (UNB), Brasília, Brasil, 2010.

[24] TRUEBLOOD, C., COLEY, S., KEY, T., ROGERS, L., ELLIS, A., HANSEN, C., PHILPOT, E. "PV measures up for fleet duty: Data from a Tennessee plant are used to illustrate metrics that characterize plant performance", *IEEE power and energy magazine*, 2013.

[25] SU, C. L. "Stochastic evaluation of voltages in distribution networks with distributed generation using detailed distribution operation models". *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009.

[26] BAZRAFSHAN, M., GATSIS, N. "Decentralized stochastic optimal power flow in radial networks with distributed generation". *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016.

[27] DUGAN, R. C., MCDERMOTT, T. E. "An open source platform for collaborating on smart grid research", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.

[28] DUGAN, R. C, MONTENEGRO, D., BALLANTI, A. Reference Guide – The Open Distribution System Simulator (OpenDSS), 2018.

[29] ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
Nacional (PRODIST) – Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório".
Disponível em: <a href="https://www.aneel.gov.br/prodist">https://www.aneel.gov.br/prodist</a>

[30] ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição". Disponível em: <u>https://www.aneel.gov.br/prodist</u>

[31] ANEEL. "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica". Disponível em: <u>https://www.aneel.gov.br/prodist</u>