UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA MESTRADO PROFISSIONAL EM MONTAGEM INDUSTRIAL

TIAGO PINHEIRO RIBEIRO

ANÁLISE DOS IMPACTOS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE INDÚSTRIAS DEVIDO À PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Niterói, RJ 2021

TIAGO PINHEIRO RIBEIRO

ANÁLISE DOS IMPACTOS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE INDÚSTRIAS DEVIDO À PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.

Dissertação apresentada ao Mestrado Profissional em Montagem Industrial da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Montagem Industrial. Área de Concentração: Montagem Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Roberto Duailibe Monteiro

> Coorientador: Prof. Dr. Thiago Trezza Borges

> > Niterói, RJ 2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE Gerada com informações fornecidas pelo autor



Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

TIAGO PINHEIRO RIBEIRO

ANÁLISE DOS IMPACTOS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE INDÚSTRIAS DEVIDO À PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Dissertação apresentada Mestrado ao Profissional em Montagem Industrial da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Montagem Industrial. Área de Concentração: Montagem Industrial.

Aprovada em 28 de junho de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Roberto Duailibe Monteiro - Orientador Universidade Federal Fluminense (UFF)

<u>Thiago</u> Trezza Borges - Coorientador

Universidade Federal Fluminense (UFF)

hair Bulit ht

Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes Universidade Federal Fluminense (UFF)

CINTIA MACHADO DE OLIVEIRA:07799290714 Assinado de forma digital por CINTIA MACHADO DE OLIVEIRA:07799290714 Dados: 2021.07.05 19:50:58 -03'00'

Prof^a. Dr^a. Cíntia Machado de Oliveira Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ)

> Niterói, RJ 2021

Dedico este trabalho aos meus pais, sempre presentes, ao meu irmão e amigos, por todo apoio e incentivo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus por estar sempre comigo, me capacitando, confortando e por sempre colocar pessoas especiais no meu caminho.

Aos meus pais, pelo sacrifício que realizaram em suas vidas para me oferecerem os fundamentos necessários para chegar até aqui, bem como ao meu irmão e amigos pela compreensão, incentivo e carinho.

À Escola de Engenharia da Universidade Federal Fluminense – UFF pela oportunidade de retorno à Academia e pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus estimados orientadores, professor Paulo Roberto Duailibe Monteiro, D.Sc., e professor Thiago Trezza Borges, D.Sc., por toda a atenção, imensa paciência e encorajamento para a elaboração desta dissertação. Nos momentos mais difíceis, sempre estavam à disposição para me ouvir e oferecer valiosíssimas orientações.

À Engenheira Maria Fernanda Lopes Almeida, por gentilmente ter compartilhado dados que serviram de insumo para a elaboração deste trabalho.

À querida Letícia Fritz Henrique, M.Sc. e aluna de doutorado, pela inestimável atenção e apoio nas simulações desenvolvidas neste trabalho, sem mencionar sua imensa gentileza em me dedicar amplo apoio com seu conhecimento sobre o tema.

A esperança é uma orientação do espírito, uma orientação do coração. Não é a convicção de que algo dará certo, mas a certeza de que algo faz sentido, independentemente dos seus resultados. Vaclav Havel

RESUMO

Este trabalho aborda os conceitos e as implicações da utilização da geração distribuída (GD) fotovoltaica nas redes elétricas de baixa tensão, com ênfase nos possíveis impactos causados às indústrias montadas na rede de média tensão, no que tange a qualidade de energia, considerando o perfil de geração intermitente que lhes é característico. Inicialmente, o trabalho apresenta uma base teórica do contexto das GDs no âmbito mundial e Brasil. Em seguida, são apresentadas as principais normas e regulamentações que devem ser atendidas para a implementação das GDs, além dos principais parâmetros que servem de base para análise da qualidade de energia. Como objetivo principal, este trabalho visa analisar os impactos que as GDs fotovoltaicas, instaladas na rede elétrica de baixa tensão, causam ao sistema elétrico das indústrias existentes ou que planejam sua montagem na rede de média tensão. Por sua vez, o objetivo secundário visa analisar os impactos provocados pelas GDs à própria rede de baixa tensão, pois uma grande quantidade de fluxo reverso pode trazer mudanças nas redes convencionais de distribuição de energia. Tais verificações tornam-se ainda mais relevantes se for considerada a topologia complexa da rede, além da carência de adequações em vários centros urbanos ao longo dos anos. A análise considerou a variação do nível de penetração das GDs em 10 cenários, além do caso base. Os cenários consistem em alocar na rede a potência total de GD em relação a potência nominal do transformador da subestação principal, para dois perfis de geração. Um dos perfis é intermitente, altamente ruidoso, e o outro perfil de geração tem característica *flat*. Para cada cenário, tais perfis de geração foram implementados nas GDs dos grandes consumidores da rede de baixa tensão. Assim, uma vez definidos os cenários de geração das GDs, os dois perfis de geração para cada um destes cenários, bem como os consumidores em que as GDs seriam consideradas, procedeu-se a simulação no programa computacional OpenDSS. Assim, este trabalho propõe apresentar a análise dos parâmetros de qualidade de energia que são violados nas indústrias da rede de média tensão, pela inserção das GDs fotovoltaicas na rede de baixa tensão, bem como na própria rede de baixa tensão, a saber: Tensão em regime permanente, fator de potência e desequilíbrio de tensão. Adicionalmente, os parâmetros de perdas técnicas e fluxo de potência reverso também são analisados. Tais análises foram realizadas utilizando o caso teste 8.500 barras do IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers).

Palavras-chave: Geração Distribuída. Geração de Energia Solar. Fluxo de Potência. Intermitência Fotovoltaica. Qualidade de Energia.

ABSTRACT

This work approaches the concepts and implications of the simultaneous use of distributed photovoltaic generations (DG) in low voltage power grid, with emphasis on possible impacts on industries assembled in medium voltage grid, regarding power quality, considering the intermittent generation profile that is characteristic of them. Initially, the work describes a theoretical basis about the context of DGs around the world and in Brazil. After that, the main standards and regulations to be considered when using DGs are presented, as well as the main parameters applicable to analyze the power quality. The main objective, this work aims to analyze the impacts that the photovoltaic DGs, installed in the low voltage grid, cause to the electrical system of existing industries or those which are planning its assembling in the medium voltage grid. In turn, the secondary objective aims to analyze the impacts caused by DGs to the low voltage grid itself, as a large amount of reverse power flow can bring changes in conventional power distribution networks. Such analyzes become even more relevant considering the complex network topology, not to mention the lack of adequation in several urban centers over the years. The analysis has considered the variation of the DGs' penetration level in 10 scenarios, in addition to the base case. The scenarios consist in allocate in the network the total DG power relating to the nominal power of the main substation transformer, for two generation profiles. One of the profiles is intermittent, and highly noisy, and the other generation profile has a flat characteristic. For each scenario, such generation profiles were implemented in the DGs of large consumers in the low voltage grid. Thus, once the DGs generation scenarios were defined, the two generation profiles for each of these scenarios, as well as the consumers in which the DGs would be considered, the simulation has been proceeded in the OpenDSS computer program. Thus, this work proposes to present the analysis of the energy quality parameters that are violated in the medium voltage grid industries, by the insertion of photovoltaic DGs in the low voltage grid, as well as in the low voltage grid itself, which are: Voltage level, power factor and voltage imbalance. Additionally, the parameters of technical losses and reverse power flow are also analyzed. Such analyses were performed using the test case 8.500 bars from IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers).

Keywords: Distributed Generation. Solar Power Generation. Load Flow. PV intermittence. Power Quality.

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO, p. 14

- 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO, p.14
- 1.2. OBJETIVO DO TRABALHO, p. 16
- 1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO, p. 17

2. REVISÃO DA LITERATURA, p. 18

- 2.1 INTRODUÇÃO, p. 18
- 2.2 ANALISE BIBLIOMÉTRICA, p. 18
- 2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA, p. 20
- 2.4 INTERMITÊNCIA, p. 28
- 2.5 REGULAMENTAÇÃO BRASILEIRA, p. 30
- 2.6 QUALIDADE DE ENERGIA E PRINCIPAIS PARÂMETROS, p. 31
- 2.6.1 Fator de Potência (FP), p. 32
- 2.6.2 Desequilíbrio de Tensão, p. 33
- 2.6.3 Tensão em Regime Permanente (RP), p. 34
- 2.6.4 Fluxo de Potência Reverso, p. 36
- 2.6.5 Perdas Técnicas, p. 37
- 2.7 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO, p. 38

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E MODELAGEM DO SISTEMA, p. 39

3.1 INTRODUÇÃO, p. 39
3.2 REDE ESTUDADA, p. 39
3.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, p. 41
3.4 CONSUMIDORES DA REDE DE BAIXA TENSÃO, p. 43
3.5 INDÚSTRIAS INSTALADAS NA REDE DE MÉDIA TENSÃO, p. 45
3.6 CENÁRIOS ESTUDADOS, p. 47
3.7 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO, p. 50

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS, p. 51

- 4.1 INTRODUÇÃO, p. 51
- 4.2 INDÚSTRIA DO INÍCIO DA REDE, p. 51
- 4.3 INDÚSTRIA DO MEIO DA REDE, p. 63

4.4 INDÚSTRIA DO FIM DA REDE, p. 74

4.5 REDE DE BAIXA TENSÃO – BARRA DO INÍCIO DA REDE, p. 85

4.6 REDE DE BAIXA TENSÃO – BARRA DO MEIO DA REDE, p. 89

4.7 REDE DE BAIXA TENSÃO – BARRA DO FIM DA REDE, p. 93

4.8 REDE DE BAIXA TENSÃO – ANÁLISE GLOBAL, p. 97

4.9 IMPACTO DAS TENSÕES NOS EQUIPAMENTOS DAS INDÚSTRIAS, p. 101

4.10 INFLUÊNCIA DO PERFIL DE GERAÇÃO DAS GDS NOS PERFIS DE TENSÃO MONITORADOS, p. 103

4.11 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO, p. 108

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS, p. 109

5.1 CONCLUSÕES, p. 109

5.2 TRABALHOS FUTUROS, p. 113

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS, p. 114

APÊNDICES, p. 120

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Fig. 2.1 Análise quantitativa e cronológica das publicações pesquisadas até agosto de 2020, f. 20
- Fig. 2.2 Circuito esquemático de uma célula fotovoltaica, f. 22
- Fig. 2.3 Esquemático simplificado de GD conectada à rede elétrica, f. 23
- Fig. 2.4 Representação de sistema fotovoltaico compartilhado, f. 26
- Fig. 2.5 Perfil de geração: (a) intermitente e ruidosa, (b) média horária (curva *flat*), f. 29
- Fig. 2.6 Faixas de tensão em relação à de referência, f. 34
- Fig. 2.7 Demanda do consumidor x geração fotovoltaica no período de um dia, f. 36
- Fig. 3.1 Modelo esquemático do caso teste 8.500 barras, f. 40
- Fig. 3.2 Perfil de geração intermitente e altamente ruidoso, f. 42
- Fig. 3.3 Perfil de geração *flat*, f. 42
- Fig. 3.4 Localização aproximada dos consumidores selecionados, f. 43
- Fig. 3.5 Perfis de carga dos consumidores da rede de baixa tensão, f. 45
- Fig. 3.6 Indústria instalada na rede de média tensão: (a) diagrama unifilar de referência; (b) esquemático da indústria modelada no OpenDSS, f. 46
- Fig. 3.7 Perfil de demanda industrial, f. 47
- Fig. 3.8 Localização aproximada das indústrias e barras da rede de baixa tensão monitoradas, f. 49
- Fig. 3.9 Diagrama dos cenários analisados, f. 50
- Fig. 4.1 Tensão em regime permanente na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 52
- Fig. 4.2 Tensão em regime permanente na indústria do início da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 54
- Fig. 4.3 Fator de potência na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 56
- Fig. 4.4 Fator de potência na indústria do início da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 57
- Fig. 4.5 Desequilíbrio de tensão na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 59

- Fig. 4.6 Exemplo de perfil horário do desequilíbrio de tensão na barra de média tensão da indústria do início da rede, f. 60
- Fig. 4.7 Desequilíbrio de tensão na indústria do início da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 62
- Fig. 4.8 Tensão em regime permanente na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 64
- Fig. 4.9 Tensão em regime permanente na indústria do meio da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 66
- Fig. 4.10 Fator de potência na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente):(a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 68
- Fig. 4.11 Fator de potência na indústria do meio da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 69
- Fig. 4.12 Desequilíbrio de tensão na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 71
- Fig. 4.13 Desequilíbrio de tensão na indústria do meio da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 73
- Fig. 4.14 Tensão em regime permanente na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 75
- Fig. 4.15 Tensão em regime permanente na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 77
- Fig. 4.16 Fator de potência na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 79
- Fig. 4.17 Fator de potência na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 80
- Fig. 4.18 Desequilíbrio de tensão na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 82
- Fig. 4.19 Desequilíbrio de tensão na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão, f. 84
- Fig. 4.20 Tensão em regime permanente na barra do início da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*, f. 86
- Fig. 4.21 Fator de potência na barra do início da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*, f. 88
- Fig. 4.22 Tensão em regime permanente na barra do meio da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*, f. 90

- Fig. 4.23 Fator de potência na barra do meio da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*, f. 92
- Fig. 4.24 Tensão em regime permanente na barra do fim da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil *flat*, f. 94
- Fig. 4.25 Fator de potência na barra do fim da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*, f. 96
- Fig. 4.26 Perdas técnicas ao longo da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*, f. 98
- Fig. 4.27 Exemplo de perfil horário perdas técnicas ao longo da rede de baixa tensão, f. 99
- Fig. 4.28 Perfil do fluxo reverso num dos consumidores da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil *flat*, f. 101
- Fig. 4.29 Limites de tensão e de frequência, f. 103
- Fig. 4.30 Perfil da MT das indústrias: (a) início da rede; (b) meio da rede; (c) fim da rede, f. 104
- Fig. 4.31 Perfil da BT das indústrias: (a) início da rede; (b) meio da rede; (c) fim da rede, f. 106
- Fig. 4.32 Perfil de tensão do consumidor do meio da rede de baixa tensão, f. 107

LISTA DE TABELAS

- TABELA 2.1 Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127), f. 35
- TABELA 2.2 Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (440/220), f. 35
- TABELA 2.3 Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, f. 36
- TABELA 3.1 Amostra de consumidores selecionados, f. 44
- TABELA 3.2 Cenários simulados, f. 48
- TABELA 3.3 Barras monitoradas nas indústrias, f. 49
- TABELA 4.1 Tensão em regime permanente na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente), f. 53
- TABELA 4.2 Tensão em regime permanente na indústria do início da rede (GD com perfil *flat*), f. 55
- TABELA 4.3 Fator de potência na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente), f. 56
- TABELA 4.4 Fator de potência na indústria do início da rede (GD com perfil flat), f. 58
- TABELA 4.5 Desequilíbrio de tensão na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente), f. 61
- TABELA 4.6 Desequilíbrio de tensão na indústria do início da rede (GD com perfil *flat*), f. 63
- TABELA 4.7 Tensão em regime permanente na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente), f. 65
- TABELA 4.8 Tensão em regime permanente na indústria do meio da rede (GD com perfil *flat*), f. 67
- TABELA 4.9 Fator de potência na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente), f. 68
- TABELA 4.10 Fator de potência na indústria do meio da rede (GD com perfil flat), f. 70
- TABELA 4.11 Desequilíbrio de tensão na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente), f. 72
- TABELA 4.12 Desequilíbrio de tensão na indústria do meio da rede (GD com perfil *flat*), f. 74

- TABELA 4.13 Tensão em regime permanente na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente), f. 76
- TABELA 4.14 Tensão em regime permanente na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*), f. 78
- TABELA 4.15 Fator de potência na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente), f. 79
- TABELA 4.16 Fator de potência na indústria do fim da rede (GD com perfil flat), f. 81
- TABELA 4.17 Desequilíbrio de tensão na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente), f. 83
- TABELA 4.18 Desequilíbrio de tensão na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*), f. 85
- TABELA 4.19 Tensão em regime permanente na barra do início da rede de baixa tensão, f. 87
- TABELA 4.20 Fator de potência na barra do início da rede de baixa tensão, f. 88
- TABELA 4.21 Tensão em regime permanente na barra do meio da rede de baixa tensão, f. 90
- TABELA 4.22 Fator de potência na barra do meio da rede de baixa tensão, f. 92
- TABELA 4.23 Tensão em regime permanente na barra do fim da rede de baixa tensão, f. 94
- TABELA 4.24 Fator de potência na barra do fim da rede de baixa tensão, f. 96
- TABELA 4.25 Perdas técnicas ao longo da rede de baixa tensão, f. 100
- TABELA 4.26 Tensão mínima admissível e seus efeitos, f. 102

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

Associação Brasileira de Norma Técnicas
Agência Nacional de Energia Elétrica
Baixa Tensão
Corrente Alternada
Corrente Contínua
International Eletrotechnical Comission
Institute of Electrical and Electronics Engineers
Electrical Power System Analysis Software
Geração Distribuída
Geração Distribuída Fotovoltaica
Horse Power
Média Tensão
Norma Brasileira
Por Unidade
Qualidade de Energia

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Embora desacelerado nos anos de 2020 e 2021, decorrente da pandemia que assola a humanidade, o aquecimento econômico e a melhoria da qualidade de vida com o consequente aumento do consumo de energia, traz consigo aspectos negativos como o esgotamento dos recursos naturais e o impacto ambiental. Esses fatores fizeram despertar na sociedade, ao longo dos anos, uma maior conscientização em relação ao meio ambiente.

Assim, a necessidade de promover o desenvolvimento sustentável, impõe uma matriz elétrica de baixa emissão de carbono com forte participação de energias limpas em sua composição. É neste contexto e na necessidade de diversificação da matriz elétrica, proporcionando um aumento na segurança, que a geração distribuída (GD) oriunda de fontes fotovoltaicas vem ganhando cada vez mais espaço. Este cenário já se faz presente em vários países desenvolvidos, como por exemplo nos Estados Unidos, Japão, Alemanha e China (MASSON *et al.*, 2020). Em relação ao Brasil, percebe-se que a GD ainda é restrita a poucos consumidores, apesar do grande potencial de crescimento previsto para os próximos anos, muito em função da redução dos custos de aquisição, instalação e manutenção, além da sua privilegiada localização geográfica, relativamente próxima à linha do equador, conferindo uma incidência solar com boa uniformidade e relativamente alta (DIAS *et al.*, 2017).

A GD é geralmente do tipo renovável, caracterizando uma tecnologia autônoma, ou seja, seu funcionamento ocorre à parte da rede elétrica. No sistema de operação da GD pode ser previsto o uso de baterias para possibilitar o armazenamento da energia gerada, além de ser apta a operar conectada (*on-grid*) ou desconectada (*off-grid*) do sistema elétrico (SOMARIN e PARVARI, 2020). Em relação a GD fotovoltaica (GDFV), seu uso traz diversos benefícios, valendo citar: Zero emissão de poluentes; alta confiabilidade; instalação relativamente fácil; não provocam grandes impactos ambientais, visuais e sonoros; diversificação da matriz energética; redução das perdas de distribuição e transmissão (ABB, 2019).

Por outro lado, verifica-se que o uso de fontes de GD traz consigo grandes mudanças nas redes convencionais de distribuição de energia, uma vez que essas redes, que tipicamente operam na configuração radial e com fluxo de potência orientado unidirecionalmente, transformam-se em redes ativas, onde o fluxo de potência passa a fluir em todos os sentidos (SADEGHIAN e WANG, 2019). Em face desse novo contexto, ainda se fazem necessários

estudos que avaliem os impactos que a alta penetração de energia excedente, oriunda de uma grande quantidade de GDs conectadas às redes de baixa tensão, pode causar ao sistema elétrico e aos seus consumidores, não apenas no âmbito das redes de distribuição de baixa tensão, que possuem um perfil assimétrico e desequilibrado, mas também em relação às redes de distribuição de média tensão, que têm entre outros, o papel de distribuir energia para diversas indústrias.

No Brasil, o aumento da demanda de energia implica na necessidade de diversificação da matriz energética, bem como no incremento da qualidade dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, de modo a atender satisfatoriamente a toda a população (FERRAZ E CODICEIRA, 2017). Neste cenário, a geração de energia fotovoltaica tende a ganhar cada vez mais espaço, ainda mais entre os consumidores residenciais, à medida que a população receba os devidos incentivos e os custos de aquisição e instalação do sistema fotovoltaico atinjam patamares acessíveis.

Contudo, percebe-se que a utilização da energia elétrica, gerada a partir da energia solar conectada nos sistemas de distribuição de forma descentralizada, traz consigo inconveniências em potencial devido às suas características pouco previsíveis de geração (SCHMIETENDORF *et al.*, 2017). Essa previsibilidade limitada de geração caracteriza as fontes de energia solar como sendo intermitentes, uma vez que os períodos de irradiação variam em relação aos períodos do dia e/ou períodos de nebulosidade, fazendo com que a geração de eletricidade a partir de energia solar dependa diretamente da radiação incidente.

Além disso, nota-se o crescimento do número de consumidores de baixa tensão que estão instalando GDs em suas propriedades, aumentando a quantidade de potência gerada que é injetada nesse nível de tensão. Logo, essa grande quantidade de geração pode trazer impactos tanto aos consumidores, e à própria rede em que as GDs estão conectadas, quanto àqueles consumidores conectados em outros níveis de tensão, como as indústrias montadas na rede de média tensão.

Em face do exposto, este trabalho busca analisar os possíveis impactos na qualidade de energia (QEE) que a alta penetração das GDs fotovoltaicas (GDFVs), conectadas numa rede de baixa tensão, pode acometer às indústrias existentes ou que planejam sua montagem nas redes de média tensão adjacentes, considerando um perfil de geração intermitente, altamente ruidoso, e outro *flat*. Além disso, também busca avaliar os possíveis impactos na própria rede de baixa tensão, uma vez que a abordagem da intermitência, igualmente neste tipo de rede, pode ser ainda mais explorada visto a diversidade de projetos com diferentes topologias e

tecnologias, modos de carregamento dependentes de curvas de carga dos consumidores, sistemas de proteção e controle, entre outros aspectos.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

Este trabalho tem como objetivo principal a avaliação dos distúrbios causados pelas GDFVs, presentes na rede de baixa tensão, na qualidade da energia entregue às indústrias existentes ou que planejam sua montagem na rede de média tensão, levando em consideração a característica intermitente que é típica desse tipo de GD. Adicionalmente, tem como objetivo secundário a avaliação dos parâmetros de QEE que são impactados pelas GDs na própria rede de distribuição de baixa tensão.

Para tanto, foi utilizado o sistema teste 8.500 barras, sendo este um dos 19 sistemas disponibilizados pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) na ferramenta computacional OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) para a realização das simulações, que pode ser encontrado na pasta *Program Files\OpenDSS\IEEETestCases*. Tais simulações consideraram o comportamento do sistema elétrico das três indústrias, que foram concebidas e modeladas na rede de média tensão, e dos consumidores cativos da rede de baixa tensão, antes e após a inserção das GDFVs, variando o nível de geração das GDs em 10 cenários em relação a potência nominal do transformador da subestação principal, para um perfil de geração intermitente, altamente ruidoso, e um perfil de geração *flat*, que foi interpolado a partir do perfil de geração intermitente. Os parâmetros de QEE abordados na análise são: tensão em regime permanente, fator de potência e desequilíbrio de tensão. Adicionalmente, os parâmetros de perdas técnicas e fluxo de potência reverso também são analisados.

Considera-se como principal contribuição deste trabalho a apresentação de um estudo comparativo dos reflexos causados pela alta penetração da energia das GDFVs, conectadas na rede de baixa tensão, às indústrias instaladas na rede de média tensão que estejam em suas proximidades, através da simulação dos cenários com um perfil de geração intermitente e outro *flat*, além de apresentar os impactos causados pelas GDs às próprias redes de baixa tensão, tendo em vista sua topologia e complexidade, sem mencionar o perfil altamente desequilibrado deste tipo de rede.

Ademais, este trabalho também visa contribuir com o desenvolvimento dos estudos acerca da intermitência fotovoltaica e seus efeitos, tema este propício para novas pesquisas e que ainda se encontra em fase inicial de estudos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O desenvolvimento desta dissertação se dará em 5 capítulos, onde no Capítulo 1 são apresentadas as considerações iniciais do tema proposto, bem como o objetivo deste estudo.

No Capítulo 2 é apresentada a revisão teórica, onde são abordados os conceitos de GDFV, QEE e os principais parâmetros a serem verificados no estudo, além da apresentação das normas que regem a GD.

O Capítulo 3 trata da formulação do problema e modelagem do sistema, o circuito teste adotado e seus parâmetros, a concepção e modelagem do sistema elétrico das indústrias conectadas à rede de média tensão, a ferramenta computacional utilizada para a realização das simulações, além do código criado para tais.

O Capítulo 4 apresenta as simulações e análise dos resultados dos cenários propostos, referente aos impactos causados pelas GDs no que tange a QEE.

O Capítulo 5 é destinado às conclusões da dissertação e sugestão de trabalhos para pesquisa futura.

Por fim, têm-se as Referências Bibliográficas e os Apêndices contendo o código VBA utilizado para a interface de simulação com OpenDSS, os códigos adicionados à modelagem do OpenDSS e o resumo do carregamento e demanda da indústria considerada neste trabalho.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 INTRODUÇÃO

As empresas geradoras de energia elétrica passam por uma tendência de priorização de projetos de geração oriunda de fontes limpas e renováveis. Essa mudança pode ser explicada por um conjunto de fatores, tais como: os grandes projetos de centrais elétricas demandam um alto investimento, além de ser alvo de grandes críticas em função dos impactos causados ao meio ambiente; expansão da oferta de eletricidade através da realização dos leilões de energia e incentivos oferecidos à geração de energias oriunda de fontes alternativas. Assim, toda essa conjuntura tem contribuído para a redução dos custos associados à geração de energias alternativas, tornando-as cada vez mais atrativas.

Diante desta situação, a instalação de pequenas centrais elétricas junto aos consumidores vem ganhando cada vez mais espaço, sendo estas projetadas de modo a gerar baixo impacto ambiental. Contudo, essa nova característica de fornecimento de energia elétrica necessita de um estudo mais aprofundado, visando identificar e analisar possíveis impactos ao sistema de distribuição como um todo.

Assim, este capítulo apresenta inicialmente a caracterização com descrição dos principais componentes da geração fotovoltaica, em seguida é feita uma revisão dos mais recentes estudos realizados na área de GD principalmente a fotovoltaica e uma abordagem da regulamentação brasileira para geração distribuída. Por fim, são apresentados conceitos e fundamentos sobre QEE, a saber: tensão em regime permanente, fator de potência e desequilíbrio de tensão. Adicionalmente, também são apresentados os conceitos de perdas técnicas e fluxo de potência reverso.

Os tópicos apresentados neste capítulo servem de base para o entendimento e desenvolvimento da ferramenta de solução do problema tratado neste trabalho.

2.2 ANALISE BIBLIOMÉTRICA

A análise bibliométrica refere-se ao estudo quantitativo, ou estatístico, da produção bibliográfica que permite a classificação e aferição da produção acadêmica e científica. Um dos pioneiros neste estudo foi E. Wyndham Hulme (1859-1954) com seu livro *Statistical Bibliography in Relation to the Growth of Modern Civilization: Two Lectures Delivered in the University of Cambridge in May 1922*, que prefigurou a análise bibliométrica com a

apresentação de uma abordagem quantitativa para descrever a difusão da literatura científica e tecnológica (DOUSA, 2017).

Nota-se que a evolução neste campo de estudo contribui significativamente à todas as áreas do conhecimento, permitindo uma análise criteriosa da pesquisa científica no que tange os dados relativos às publicações, sua cronologia, palavras-chave, periódicos, centros tecnológicos ou universitários e até mesmo autores ou profissionais destacados em certas áreas de pesquisa.

O estudo bibliométrico global preliminar foi realizado considerando a base de dados da plataforma *Web of Knowledge*, acessado através do Portal de Periódicos CAPES, em função do seu amplo alcance nas diversas áreas científicas, bem como a facilidade de análise dos dados básicos. Desta forma, foram realizadas pesquisas considerando as seguintes palavras-chave, num intervalo de publicações de 2010 a 2020, considerando artigos científicos, monografias, dissertações, atos normativos, além de normas técnicas;

- Distributed Generation
- Solar Power Generation
- Load Flow
- PV intermittence
- Power Quality

As buscas retornaram um total de 237.259 resultados, sendo 41.368 referentes à palavra-chave *Distributed Generation*, 21.840 referentes à palavra-chave *Solar Power Generation*, 73.098 referentes à palavra-chave *Load Flow*, 72 referentes à palavra-chave *PV intermittence* e 100.881 referentes à palavra-chave *Power Quality*. Assim, através da Figura 2.1, pode ser observado um crescimento praticamente linear das publicações que consideraram as palavras-chave supracitadas até o ano de 2019. É possível observar, também, que o termo *PV intermittence* apresentou um número expressivamente menor de publicações, se comparada aos demais termos pesquisados.



Em face dos resultados globais apresentados, outras pesquisas foram realizadas visando restringir o universo de pesquisa, como por exemplo, através da combinação das palavras-chaves principais, ora citadas, e outros termos secundários.

Cabe também destacar que a pesquisa comprovou que a intermitência fotovoltaica ainda é um tema em sua fase inicial de estudos, sendo este um campo propício para novas pesquisas que contribuam para o desenvolvimento deste assunto, e ratifica a importância da contribuição deste trabalho na análise dos efeitos desse fenômeno.

Nas seções a seguir, serão abordadas as pesquisas que apresentaram maior relevância em relação às palavras-chave investigadas.

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Ainda não há uma definição padrão em relação à denominação atribuída à GD. Contudo, um dos vários conceitos que lhe podem ser atribuídos refere-se a diferentes sistemas de geração elétrica, em sua maioria de pequeno porte, localizadas junto ao consumidor final ou próximo dele, sendo uma alternativa de suprimento de energia elétrica aos usuários, configurando-se um modelo adicional ou suplementar ao das grandes centrais de energia elétrica (MEHIGAN *et al.*, 2018).

A GDFV caracteriza-se pela utilização de geradores fotovoltaicos e inversores CC-CA, sendo a relação de produção de energia elétrica dependente da inclinação de radiação incidente do sol, período do dia e nebulosidade, sobretudo da performance intrínseca dos componentes que compõem o sistema.

Os geradores fotovoltaicos são equipamentos que se destinam a converter a radiação incidente do sol em energia elétrica (BORBA *et al.*, 2020), podendo ser classificadas em:

I. Painel solar de Silício Monocristalinas, apresentando maior eficiência e performance (PORTAL SOLAR, 2020);

II. Painel solar de Silício Policristalinas, sendo as mais usuais em painéis fotovoltaicos, contudo, apresentando eficiência inferior às monocristalinas (PORTAL SOLAR, 2020);

III. Painéis solares de filme fino, possuem menor eficiência se comparado às células de base cristalinas (PORTAL SOLAR, 2020);

IV. Painel solar de Silício Amorfo, que apresentam menor custo de produção, sendo também menos eficientes (PORTAL SOLAR, 2020);

V. Painel solar de telureto de cádmio (CdTe), sendo a única tecnologia de película fina que apresentou melhor custo e eficiência em relação ao silício cristalino (PORTAL SOLAR, 2020);

VI. Painéis solares de seleneto de cobre, índio e gálio (CIS/CIGS), que apresentam maior potencial em termos de eficiência em comparação com as outras tecnologias de filme-fino, apresentando menor quantidade de cádmio, que é um material tóxico encontrado em células solares de CdTe (PORTAL SOLAR, 2020);

VII. Células fotovoltaicas orgânicas (OPV), compostas por células de polímero orgânico idealizadas há muitos anos como uma tecnologia fotovoltaica flexível e de baixo custo (PORTAL SOLAR, 2020);

VIII. Painel solar híbrido – HJT, construída a partir da "nova" tecnologia conhecida como heterojunção, permitindo maior produção de energia por metro quadrado, maior eficiência, além de apresentar boa operação em temperaturas altas. Contudo, ainda não se encontra disponível no mercado (PORTAL SOLAR, 2020).

Um circuito esquemático de uma célula fotovoltaica pode ser observado na Figura 2.2, onde a junção das camadas P, com excesso de espaços, e camadas N, com excesso de elétrons, está representada pelo diodo. As resistências Rs e Rp representam as perdas internas na célula. Assim, a resistência RS representa a resistência interna à passagem de corrente gerada, que varia devido à espessura da junção P-N, presença de impurezas nas células ou

resistência dos contatos. A resistência RP, por sua vez, refere-se às perdas devido às correntes parasitas que circulam na célula. Num contexto prático, as células solares podem ser associadas num arranjo em série, onde a tensão de cada célula é somada, ou num arranjo em paralelo, onde a corrente das células é somada (PINHO E GAUDINO, 2014).



I - Corrente resultante da célula fotovoltáica

Figura 2.2 - Circuito esquemático de uma célula fotovoltaica. Fonte: Adaptado de (ABB, 2019).

Por sua vez, os inversores Corrente Contínua/Corrente Alternada (CC/CA) são responsáveis pela conversão da corrente contínua em corrente alternada, de modo a permitir que a energia produzida possa ser inserida no sistema, através da sincronização dos valores de tensão e frequência, produzidos pelo gerador, aos padrões da rede elétrica (ABB, 2019).

A topologia da GD permite que esta possa ser conectada à rede elétrica ou opere de forma isolada. Uma vez conectada à rede, os consumidores fazem uso da energia da rede elétrica nos períodos em que os geradores não consigam produzir a energia necessária ao atendimento destes, e injetam a energia excedente na rede em casos de excesso de produção. Assim sendo, se no balanço de energia a potência injetada na rede for superior ao consumido, os consumidores passam a gozar de economia direta em suas tarifas energéticas, através do recebimento de créditos em kWh. Na Figura 2.3, observa-se um esquema simplificado da ligação de uma GD residencial à rede elétrica.



Figura 2.3 - Esquemático simplificado de GD conectada à rede elétrica. Fonte: Próprio autor.

Apesar dos estudos recentes acerca das GDFVs, deve-se ressaltar que esta não é uma tecnologia recém descoberta. Entre 1953 e 1954, pesquisadores do laboratório norteamericano *Bell Laboratories*, desenvolveram a primeira célula solar de silício, graças às pesquisas dos cientistas Calvin Fuller e Gerald Pearson que buscavam controlar as propriedades elétricas de semicondutores com a introdução de impurezas em cristais de silício, processo este conhecido como "dopagem". A partir daí, após o compartilhamento dos resultados de suas pesquisas com Daryl Chapin, companheiro de laboratório que trabalhava no desenvolvimento de uma nova fonte de energia que permitisse sua utilização em sistemas telefônicos instalados em locais distantes, estes começaram a trabalhar em parceria para potencializar as propriedades das células de silício, culminando assim na criação da bateria solar. Finalmente, os resultados dos seus estudos apresentaram as primeiras células solares de silício, dispondo de uma eficiência média de 6% que, se comparadas às células anteriormente estudadas, representava um grande salto de performance (AMERICAN PHYSICAL SOCIETY, 2009).

Ainda assim, apesar do desenvolvimento das primeiras células solares de silício na década de 50, apenas em 1974, no Japão, iniciou-se a efetiva utilização em larga escala das GDFVs através do programa *Sunshine Project*, cujo principal objetivo era promover a ampla utilização das GDs nos telhados residenciais, estando estas conectadas à concessionária. Desde então, uma série de medidas começaram a ser adotadas permitindo que em 1987 já fossem registradas 42 milhões de residências que possuíam GDs instaladas (KOSUKE KUROKAWA E OSAMU IKKI, 2001). Contudo, é apenas no início dos anos 2000 que a utilização da energia solar inicia seu crescimento de forma exponencial ao redor do mundo,

resultado de uma série de iniciativas de estímulo ao mercado de geração fotovoltaica, como por exemplo, a lei de energias renováveis na Alemanha (SCHEFTELOWITZ *et al.*, 2018).

Por outro lado, o crescimento da utilização da energia solar a nível mundial trouxe consigo a necessidade do desenvolvimento de novos estudos e pesquisas, tanto no que tange a produção de novos materiais para as placas solares, visando maior eficiência e performance, quanto também na necessidade de desvendar os efeitos da utilização da energia solar, suas vantagens e desvantagens, além de medidas mitigadoras aos inconvenientes que são intrínsecos a esta fonte de energia, como a intermitência. Nesse sentido, é importante notar que o estudo concernente à utilização da energia solar é bastante amplo e pode envolver inúmeros aspectos técnicos que irão variar em função da tecnologia utilizada pelo sistema fotovoltaico; local de instalação e potência máxima de geração das GDs; topologia, características e estratégias de proteção da rede elétrica que receberá o excedente de energia; além de aspectos monetários, como custos de investimento, manutenção, retorno sobre o investimento, dentre outros.

Por exemplo, Smith et al. (2011), apresentaram a relevância de dois aspectos que devem ser considerados nos estudos do comportamento dos sistemas de distribuição devido aos impactos causados pelas GDFVs, sendo a localização espacial e a natureza variante no tempo. Para demonstrar a importância de tais aspectos, estes realizaram simulações através do programa computacional OpenDSS, considerando um modelo de circuito de distribuição trifásico real de 12 kV, composto por reguladores, transformadores e por 1800 consumidores residenciais e comerciais, que originalmente não possuíam GD, totalizando aproximadamente 10 MW de potência. Na sequência das simulações, as GDs foram distribuídas aleatoriamente entre os consumidores, totalizando 2 MW de potência gerada na rede. Assim, as simulações foram feitas antes e após a inclusão das GDs com o intuito de analisar o comportamento da rede. Como resultado, num cenário com injeção de 20 % de energia excedente na rede, verificou-se que o parâmetro de desequilíbrio de tensão foi reduzido junto à subestação, ao passo que, ao final da rede, o desequilíbrio de tensão aumentou. Em relação à análise temporal, para um determinado dia, verificou-se que a curva de tensão sem a GD apresentou uma ampla faixa de desvios devido às variações normais do perfil do consumidor ao longo do dia. Por outro lado, uma vez inserida a GD, houve um aumento razoável da tensão durante o dia, apresentando flutuações significativas da produção de energia quando da passagem de nuvens. Contudo, apesar do estudo de Smith et al. (2011) comprovar a pertinência dos aspectos supracitados, demais parâmetros como tensão em regime permanente, fator de potência e perdas elétricas não foram analisados, sendo estes também importantes para a realização de uma análise global e mais precisa do comportamento do sistema.

Por sua vez, Tonkoski et al. (2012) conduziram um estudo com o intuito de aferir os perfis de tensão em bairros residenciais, na presença de sistemas fotovoltaicos. Para tanto, foi utilizado o programa computacional PSCAD para modelagem de uma rede com características típicas de alimentadores de sistemas canadenses para regiões residenciais, considerando um total de 216 residências com GDFV de 6,25 kW, alimentadas por circuitos monofásicos de 120/240 V, além dos parâmetros padrões disponíveis na biblioteca do PSCAD para todos os transformadores, linhas em modelo PI, cargas e derivações. Adicionalmente, para fins de simplificação, foi considerado que todos os consumidores possuíam a mesma carga. Assim, o resultado das simulações revelou que para níveis de injeção de energia de 0 % a 11,25 %, e até 75 % da capacidade do transformador de baixa tensão, a impedância e o comprimento do circuito alimentador, bem como, a impedância do transformador, desempenham papéis importantes em relação à taxa de aumento de tensão, de modo que, longos circuitos alimentadores com maior impedância, tendem a apresentar problemas de aumento de tensão. Não apenas isso, Tonkoski et al. (2012) também citam que medidas como a redução da resistência de curto-circuito dos transformadores e da impedância do circuito alimentador, tendem a melhorar a eficiência da rede de baixa tensão, pela redução dos problemas de aumento de tensão. Assim, é possível constatar que os resultados do estudo também apresentam atributos e considerações importantes para o entendimento dos efeitos da energia solar na rede elétrica analisada, apesar dos demais parâmetros de QEE não terem sido abordados. Uma análise mais abrangente, avaliando outros parâmetros de QEE, certamente enriqueceria o entendimento do comportamento do sistema analisado.

A trajetória de popularização da GDFV também contou com a criação de novas modalidades para a mini e microgeração de energia, adotadas por vários países, incluindo o Brasil, como medidas de estímulo para tornar os painéis solares mais acessíveis à outras classes de consumidores. Uma delas refere-se à geração compartilhada, conforme representado na Figura 2.4, que possibilita o compartilhamento de energia gerada excedente entre um grupo de consumidores (pessoa física ou pessoa jurídica) que estejam na mesma área de concessão (ANEEL, 2015). Assim, a fim de ratificar se tal modalidade é financeiramente mais vantajosa, Santos (2017) propôs um estudo que visava a comparação entre a geração de energia de sistemas fotovoltaicos individuais e sistemas fotovoltaicos compartilhados, com o intuito de apurar qual destes dois casos seria mais vantajoso em relação ao retorno financeiro e custo inicial da instalação. Este estudo foi conduzido com três residências monofásicas

(tensão de 120 V) localizadas no município de Nova Iguaçu, no estado do Rio de Janeiro, considerando 2 cenários: O primeiro com as GDs instaladas individualmente em cada uma das 3 residências e o segundo com a GD instalada numa das residências (UC1), compartilhando a geração com as outras 2 residências (UC2 e UC3). A simulação dos cenários contou com o uso do programa computacional PV*SOL, para dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e geração dos relatórios de análise financeira. Os resultados do estudo comprovaram as vantagens da GD compartilhada, apresentando uma taxa de retorno menor e um lucro maior, se comparado ao lucro total das 3 residências individualmente, além do menor faturamento de energia em relação às GDs individualizadas. Por outro lado, o estudo não abordou a questão dos possíveis impactos que os sistemas fotovoltaicos poderiam trazer à QEE da rede elétrica, ainda mais considerando um cenário de difusão dos sistemas fotovoltaicos compartilhados.



Figura 2.4 – Representação de sistema fotovoltaico compartilhado. Fonte: Próprio autor.

Assim, tendo em vista a importância de avaliar os possíveis impactos que as GDs podem trazer à rede elétrica, no que tange a QEE, Gabdullin *et al.* (2018) apresentaram o primeiro estudo com este viés realizado em Malta, mais especificamente na Ilha de Gozo, considerando uma rede real de baixa tensão. No estudo, foram consideradas 101 consumidores residenciais reais e 73 perfis de geração fotovoltaicos, com resolução de dados de 15 minutos. Para tanto, dois cenários foram considerados, sendo o primeiro considerando que os sistemas fotovoltaicos estão localizados do transformador ao último consumidor (jusante), enquanto que no segundo os sistemas fotovoltaicos estão localizados a partir do último consumidor até o transformador (montante). Em tais cenários, a injeção de energia,

que varia de 0 % a 100 % em intervalos de 10 %, foi estocasticamente modelada utilizando a técnica de Monte Carlo, onde, para cada consumidor, um perfil de carga é selecionado aleatoriamente em um conjunto de 101 perfis de carga reais, bem como o perfil fotovoltaico correspondente, que também é selecionado aleatoriamente no conjunto de 73 perfis de geração fotovoltaica reais. O parâmetro de nível de tensão, por sua vez, foi verificado de acordo com a norma Europeia que trata das Características de Tensão em Sistemas de Distribuição Pública (EN-50160) e com a capacidade de utilização do circuito alimentador. Assim, para simulação do fluxo de potência em cada caso, foi utilizado também o programa computacional OpenDSS em interface com o MATLAB, considerando a tensão de 230 V no secundário do transformador. Desta forma, os resultados das simulações confirmaram que a localização das GDFVs desempenha um papel significativo no nível de impacto que estas podem causar à tensão, além de constatar que estes impactos se apresentam mais rapidamente em circuitos alimentadores mais longos, se comparado aos circuitos alimentadores mais curtos, a depender do nível de penetração da potência gerada pelas GDs. Todavia, apesar da importância das constatações apresentadas, verificou-se que os dados referentes aos perfis de geração das GDs não foram claramente apresentados, bem como outros parâmetros de QEE que podem ter sido violados nos cenários analisados.

Paralelamente, Bayer et al. (2018) trouxeram o olhar das concessionárias de energia num estudo que abordava os desafios técnicos oriundos da integração das GDFVs às redes de distribuição de baixa tensão na Alemanha, através da análise das experiências práticas de alguns operadores de sistemas de distribuição, líderes do segmento. Em sua pesquisa, é apresentada a estrutura da rede elétrica alemã, com foco no papel dos sistemas fotovoltaicos na rede de baixa tensão, além das medidas consideradas pelos operadores dos sistemas de distribuição para a expansão da rede elétrica, visando garantir que os parâmetros de tensão e corrente estejam dentro dos limites permitidos, como: medidas de otimização da topologia e controle da rede; utilização de cabos paralelos; substituição de transformadores tradicionais por transformadores regulados por tensão ou mesmo a adição de reguladores de tensão. Por outro lado, apesar da grande relevância do estudo, que trouxe o viés das concessionárias de energia para as questões que envolvem a integração das GDFVs à rede elétrica de baixa tensão, este não apresentou dados medidos, ou simulados, do comportamento da rede quando da injeção de energia excedente das diversas GDs conectadas a ela. Parâmetros importantes como desequilíbrio de tensão, fator de potência e perdas elétricas também não foram apresentados, sendo que sua abordagem no estudo poderia contribuir para revelar o comportamento destes antes e após a implementação das medidas utilizadas para controle e monitoramento da rede.

Outro aspecto de suma relevância para as empresas de distribuição, e alvo de pesquisas no setor acadêmico, refere-se à proteção e coordenação do sistema elétrico devido ao aumento exponencial de conexões de micro e minigeração de energia com ênfase na solar fotovoltaico. Nesse sentido, Afonso (2020) propôs um estudo em que apresenta uma análise comparativa do comportamento de uma rede de distribuição real, localizada na cidade de Búzios/RJ, e dos seus equipamentos de proteção sob falhas trifásicas em diferentes pontos, através da simulação de cenários com diferentes níveis de carregamento da rede e de penetração dos impactos no tempo de acionamento dos dispositivos, nível de corrente de curto, tensão e coordenação dos dispositivos, comparando estes parâmetros aos padrões de ajustes de proteções que são adotados por sete concessionárias brasileiras. O estudo, por outro lado, não abordou a questão da intermitência das GDFVs, fenômeno que é intrínseco desse tipo de sistema, e os possíveis impactos que uma alta oscilação da energia gerada pode trazer em relação ao número de atuações e à coordenação dos dispositivos de controle e proteção da rede.

2.4 INTERMITÊNCIA

A geração de energia solar não é regular e contínua ao longo do tempo. Ela varia em função do nível de radiação do sol, que muda constantemente em função dos movimentos de rotação e translação do planeta, além de variar em diversos instantes em função da interposição de obstáculos entre a radiação solar e os painéis fotovoltaicos, por exemplo devido a passagem de nuvens. A Figura 2.5 (GARFI *et al.*, 2019) apresenta dois exemplos de perfil de geração: o intermitente, onde na Figura 2.5a está representado um perfil de geração real ruidoso; e um perfil de geração mais constante (*flat*), visto na Figura 2.5b, que consiste na média horária dos valores medidos do perfil da Figura 2.5a, a fim de simplificar a implementação dos seus dados. Em ambos os perfis pode ser observado o formato de "sino" com o ápice da geração ocorrendo por volta do meio-dia, característica esta que é comum da geração fotovoltaica.



Figura 2.5 – Perfil de geração: (a) intermitente e ruidosa; (b) média horária (curva *flat*). Fonte: Adaptado de (GARFI *et al.*, 2019).

Quanto maior a presença desse tipo de fonte na matriz energética, maior será a participação da intermitência e da aleatoriedade na energia injetada no sistema elétrico, fazendo com que o seu impacto dependa das configurações e da capacidade do próprio sistema em gerir tais variações. Neste ponto, nota-se que a intermitência pode impactar diretamente no número de atuações do controle da rede, pois dispositivos como reguladores de tensão e banco de capacitores serão conectados e/ou desconectados a depender do nível de variação da potência que for injetada na rede.

Em face de sua natureza, a geração de energia solar pode ser caracterizada como sendo não despachável e extemporânea, posto que os operadores do sistema elétrico não conseguem controlar a produção de energia das GDs, dificultando o controle e o balanço energético do sistema como um todo (GARFI *et al.*, 2019). Não à toa, a conexão em larga escala de fontes renováveis solares trouxe impactos nos sistemas elétricos de diversos países ao redor do mundo, fazendo com que a busca pela redução desses impactos viesse a ser um importante objeto de estudo (TEKPETI *et al.*, 2018).

Em relação ao Brasil, este cenário não será diferente considerando o potencial de crescimento e a popularização da energia solar prevista para os anos vindouros. De acordo com Barbosa *et al.* (2015), a conexão dos sistemas de geração intermitentes no Brasil causa um grande aumento dos custos relacionados a alteração da estratégia de operação das usinas tradicionais. Adicionalmente, Afonso (2020) esclarece que a rede de distribuição tem sua proteção projetada para atuar num esquema radial e com fluxo de potência unidirecional. Portanto, quando as GDs são instaladas nos consumidores, esse cenário é alterado e traz

consigo vários impactos à condição operacional da proteção originalmente proposta para as redes elétricas.

2.5 REGULAMENTAÇÃO BRASILEIRA

Há alguns anos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou as tratativas para redução das barreiras que limitavam a instalação de geradores distribuídos de pequeno porte na rede elétrica. A Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL, referente à Consulta Pública nº 15/2010, foi de suma importância para a discussão a respeito da regulamentação da geração fotovoltaica, uma vez que houve o envolvimento de vários agentes do setor elétrico, desde geradoras e representantes de concessionárias de distribuição até os consumidores. Posteriormente, a Audiência Pública nº 42/2011 da ANEEL formulou duas resoluções normativas importantes que tratavam a conexão de geração distribuída fotovoltaica no sistema elétrico, sendo elas: resolução normativa nº 481 e nº 482, em 17 de abril de 2012.

A Resolução Normativa nº 481 definiu um abatimento de 80% nas tarifas TUSD (Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição) e TUST (Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão) para empreendimentos que utilizem energia solar, construídos até 31 de dezembro de 2017, em seus dez primeiros anos de operação. Por sua vez, a Resolução Normativa nº 482 instituiu condições gerais para conexão de microgeração (potência instalada até 100 kW) e minigeração (potência instalada de 100 kW até 1 MW) distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica, tanto para fontes hidráulicas, eólicas, de biomassa, e com cogeração qualificada ou solares.

Uma vez instituídas as resoluções normativas, ora citadas, passou-se a discussão do sistema de compensação de energia elétrica a ser adotado no país, considerando a geração distribuída localizada no mesmo ponto de conexão do consumidor final. De forma geral, o sistema institui a realização da comparação entre a energia consumida e a energia injetada na rede, pelo consumidor. Se, porventura, a quantidade de energia produzida pela geração distribuída for superior à energia consumida, o consumidor passa a receber créditos de energia (em kWh), a serem abatidos nas ocasiões em que a energia gerada seja menor que a consumida. Adicionalmente, permitiu-se a transferência dos referidos créditos para outra unidade do consumidor final, que esteja em seu nome, desde que este possua créditos de energia ao final do ciclo de faturamento. Contudo, percebe-se que tais medidas não têm sido suficientes para alavancar o crescimento da instalação de GDs, muito por conta, também, da

limitação das redes em receber grandes quantidades de energia excedente (FARIA *et al.*, 2017).

Mesmo diante de um crescimento ainda lento, as concessionárias de energia passaram a elaborar procedimentos próprios para instalação de geração distribuída e conexão às suas redes de baixa tensão. Como exemplo, a concessionária de energia LIGHT, que atende a cidade do Rio de Janeiro, elaborou em 2012 os Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA - Até Classe 36,2 kV, tendo sido revisada em 2018 e está disponível para consulta pública em seu endereço eletrônico (LIGHT, 2018). Por sua vez, a ENEL Distribuição, que atende a vários municípios fluminenses, elaborou a Especificação Técnica nº. 122, que foi revisada em 2018 e trata da Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás / Enel Distribuição Rio (ENEL, 2018).

Especialmente para os sistemas fotovoltaicos, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) também estabeleceu algumas normas que devem ser observadas quanto a sua aplicabilidade, sendo elas:

I. ABNT NBR 16149:2013, que estabelece as recomendações e requisitos para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede elétrica (ABNT, 2013);

II. ABNT NBR 16150:2013, que aborda os procedimentos de ensaio necessários para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149 (ABNT, 2013);

III. ABNT NBR IEC 62116:2012, que apresenta um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção anti-ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (ABNT, 2012).

2.6 QUALIDADE DE ENERGIA E PRINCIPAIS PARÂMETROS

A disponibilidade da energia elétrica representa um incremento na qualidade de vida da sociedade que, num primeiro momento, tende a se preocupar com a continuidade do serviço e nos transtornos inerentes a falta deste. Porém, com a modernização dos equipamentos ligados à rede, verifica-se a importância da qualidade da energia, bem como na preservação da confiabilidade e boa operação do sistema elétrico. Não obstante, segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), em sua versão 12, a QEE pode ser definida em dois termos, a saber: Qualidade de serviço e qualidade do produto.

A qualidade de serviço refere-se ao serviço prestado pela distribuidora aos consumidores, mantendo a confiabilidade e disponibilidade, podendo ser aferido por indicadores coletivos e individuais. Por sua vez, a qualidade do produto é avaliada em indicadores de tensão, através da análise do comportamento da tensão em regime permanente, bem como das perturbações na forma de onda, haja vista a necessidade do funcionamento adequado dos equipamentos conectados ao sistema.

Num contexto mais amplo, a avaliação da qualidade de energia considera os aspectos de tensão em regime permanente, fator de potência, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de frequência e distorção harmônica. Além disso, perdas técnicas e fluxo de potência reverso também são aspectos importantes para a avaliação do comportamento do sistema elétrico. Para o presente trabalho, consideraram-se os aspectos mais relevantes, que serão especificados a seguir, para determinação dos distúrbios causados pela introdução das GDs no sistema de distribuição, sendo eles: tensão em regime permanente, fator de potência, desequilíbrio de tensão, perdas técnicas e fluxo de potência reverso.

2.6.1 Fator de Potência (FP)

O fator de potência indica qual porcentagem da potência total fornecida (potência aparente) é efetivamente utilizada como potência ativa. Desta forma, esse parâmetro mostra o grau de eficiência do uso dos circuitos elétricos, ou seja, quando existe um alto valor de fator de potência (em torno de 1,0) indica uso eficiente da energia elétrica. Por outro lado, quando há um baixo valor de fator de potência evidencia-se o uso ineficiente da mesma. Mesmo assim, é importante salientar que o problema do baixo fator de potência, muitas das vezes próximo de zero em função do uso de GD, é conhecido pelas distribuidoras de energia elétrica e formas de mitigação e eliminação dessa ocorrência já vêm sendo analisadas e estudadas (VIEIRA et. al. 2018).

Matematicamente, o fator de potência pode ser expresso como a relação entre as potências ativa e aparente, sendo estas consumidas por dispositivos ou equipamentos, conforme a Equação (2.1):

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \tag{2.1}$$

Onde:

fp = Fator de Potência
P = Potência Ativa Q = Potência Reativa

Assim, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), o fator de potência deve estar compreendido entre 0,92 e 1, caso indutivo ou capacitivo.

2.6.2 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é um fenômeno que ocorre em função da variação entre as amplitudes e/ou na defasagem angular das tensões trifásicas de um mesmo sistema (ANEEL, 2021), em função da distribuição irregular de cargas entre as três fases do sistema elétrico.

Sendo assim, é importante que este parâmetro esteja adequado a valores convencionados ao sistema elétrico. Desta forma, foi estabelecida a Equação (2.2) para a determinação do fator de desequilíbrio (ANEEL, 2021):

$$FD = \frac{V - V}{V + x} \times 100\%$$
 (2.2)

Onde:

FD = Fator de Desequilíbrio de Tensão

V- = Magnitude da Tensão Eficaz de Sequência Negativa

V+ = Magnitude da Tensão Eficaz de Sequência Positiva

Outra formulação que conduz a resultados congruentes ao da Equação (2.2) pode ser verificada na Equação (2.3):

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$
(2.3)

Onde:

$$\beta = \frac{Vab^4 + Vbc^4 + Vca^4}{(Vab^2 + Vbc^2 + Vca^2)^2}$$
(2.4)

Sendo Vab, Vbc e Vca constituem as magnitudes das tensões eficazes de linha.

Logo, tendo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021) como referência, o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão em sistemas com tensão nominal $\leq 1 \text{ kV}$ não deve ser

superior a 3 %. Por sua vez, em sistemas com tensão nominal compreendidos entre 1 kV < Vn < 230 kV o valor não deve exceder a 2 %.

2.6.3 Tensão em Regime Permanente (RP)

A verificação da tensão em regime permanente deve ser feita em todo o sistema de distribuição utilizando recursos modernos e técnicas de atuação preventiva que visam manter este parâmetro dentro de padrões adequados (ANEEL, 2021). Percebe-se, que esta é uma das questões mais importantes nas avaliações que tratam dos impactos da GD numa rede de distribuição (MACIEL *et al.*, 2017).

Este parâmetro pode ser compreendido como o intervalo consecutivo de tempo, para realização de um conjunto de leituras válidas de tensão, em que não ocorrem distúrbios elétricos capazes de invalidar essas leituras. Dessa forma, estabelece-se a comparação do valor de tensão, oriunda do conjunto de leituras no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados, podendo ser classificados como adequados, precários e críticos. Assim, a Figura 2.6 apresenta a relação entre a tensão de atendimento, que está associada ao conjunto de leituras, e a tensão de referência.



Figura 2.6 - Faixas de tensão em relação à de referência. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018).

Onde:

TR = Tensão de Referência;

TR - \triangle ADINF, TR + \triangle ADSUP = Faixa Adequada de Tensão;

TR + ΔADSUP, TR + ΔADSUP + ΔPRSUP ou TR - ΔADINF - ΔPRINF, TR - ΔADINF = Faixas Precárias de Tensão; > TR + ΔADSUP + ΔPRSUP ou < TR - ΔADINF - ΔPRINF = Faixas Críticas de Tensão.

Ainda, segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), os intervalos das faixas de classificação são estabelecidos conforme a tensão de leitura em relação à tensão de referência, variando de acordo com o valor da tensão no ponto de conexão. Assim, conforme Tabela 2.1, observa-se a classificação das tensões para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127).

I adela 2.1 -	Tabela 2.1 - Pontos de conexao em tensão nominal igual ou interior a 1 kv (220/127)				
Tensão de	Faixa de Variação da Tensão de	Faixa de Variação da Tensão de			
Atendimento	Leitura (V)	Leitura (pu)			
Adaquada	$(202 \le TL \le 231)$	$(0,92 \le TL \le 1,05)$			
Adequada	$(117 \le TL \le 133)$	$(0,92 \le TL \le 1,05)$			
Dracária	$(191 \le TL \le 202 \text{ ou } 231 \le TL \le 233)$	$(0,87 \le TL \le 0,92 \text{ ou } 1,05 \le TL \le 1,06)$			
Precaria	$(110 \le TL \le 117 \text{ ou } 133 \le TL \le 135)$	$(0,87 \le TL \le 0.92 \text{ ou } 1.05 \le TL \le 1.06)$			
	(TL < 191 ou TL > 233)	(TL < 0.87 ou TL > 1.06)			
Critica	(TL < 110 ou TL > 135)	(TL < 0.87 ou TL > 1.06)			

Tabela 2.1 - Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

Por sua vez, a Tabela 2.2 apresenta a classificação da tensão para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (440/220).

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (pu)
Adequada	$(405 \le TL \le 462)$ $(202 \le TL \le 231)$	$(0,92 \le TL \le 1,05)$ $(0,92 \le TL \le 1,05)$
Precária	$(383 \le TL < 405 \text{ ou } 462 < TL \le 466)$ $(191 \le TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \le 233)$	$(0.87 \le TL < 0.92 \text{ ou } 1.05 < TL \le 1.06)$ $(0.87 \le TL < 0.92 \text{ ou } 1.05 < TL \le 1.06)$
Crítica	(TL < 383 ou TL > 466) (TL < 191 ou TL > 233)	(TL < 0,87 ou TL > 1,06) (TL < 0,87 ou TL > 1,06)

Tabela 2.2 - Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (440/220)

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

Da mesma forma, a Tabela 2.3 apresenta a classificação da tensão para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (pu)
Adequada	$(0,93 \le TL \le 1,05)$
Precária	$(0,90 \le TL < 0,93)$
Crítica	(TL < 0,90 ou TL > 1,05)

Tabela 2.3 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

2.6.4 Fluxo de Potência Reverso

Uma das vantagens da instalação de geradores fotovoltaicos junto aos consumidores é a redução da demanda de potência oriunda das subestações tradicionais, onde o fluxo de potência é exclusivamente unidirecional. Porém, em certos períodos do dia, a geração fotovoltaica fornece uma potência superior ao consumo do próprio consumidor, conforme se observa na Figura 2.7 (KABIRI *et al.*, 2014). Assim, na ocorrência desta situação, o fluxo de potência passará a fluir no sentido reverso, junto ao ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica.



Figura 2.7 - Demanda do consumidor x geração fotovoltaica no período de um dia. Fonte: Adaptado de (KABIRI *et al.*, 2014).

Em função disso, uma vez que haja uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica e estes estejam produzindo uma potência superior ao consumo dos

seus respectivos consumidores, haverá um aumento das amplitudes de tensão em regiões localizadas, podendo trazer consequências negativas aos equipamentos elétricos que também estejam conectados à rede, em função dos seus limites nominais de operação.

Logo, em função da possibilidade de injeção de energia elétrica excedente na rede, faz-se necessária a utilização de medidores bidirecionais, que são capazes de medir a quantidade de energia consumida pelo consumidor, bem como a quantidade de energia injetada na rede elétrica, causando o fluxo reverso.

2.6.5 Perdas Técnicas

O sistema elétrico tradicional é caracterizado por extensas redes de distribuição, além da presença de transformadores e outros equipamentos. Assim, é natural que certa parte da energia elétrica seja perdida durante o processo de distribuição aos consumidores. Não obstante, o nível de carregamento do sistema de distribuição também traz reflexos à variação das perdas, ou seja, as perdas técnicas serão tão maiores quanto maior for o nível de carregamento nos alimentadores.

Num contexto geral, é possível observar que a instalação de geradores fotovoltaicos próximos aos consumidores pode mitigar essas perdas. Dado que os geradores auxiliam no suprimento da demanda de potência ativa, a corrente elétrica do alimentador, que é oriunda da subestação tradicional, diminui, e assim haverá uma redução das perdas no sistema. Entretanto, as perdas também podem ser impactadas negativamente, a depender da quantidade de energia excedente injetada pelas GDs na rede (SOLANKI *et al.*, 2012). Ou seja, uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos pode causar o aumento do fluxo de potência reverso nas redes de distribuição, influenciado no aumento das perdas técnicas, devido ao maior fluxo de potência ativa percorrendo a rede (KATIRAEI E AGÜERO, 2011).

Assim, tendo em vista as atuais mudanças na matriz energética e as novas possibilidades de topologias de rede, considerando os novos meios de geração de energia elétrica, a GD se apresenta como sendo capaz tanto de reduzir como elevar as perdas técnicas, levando em consideração o nível de geração, localização e quantidade de GDs, sem mencionar o nível de demanda dos consumidores e as características da rede onde as GDs encontram-se instaladas (LEONARDO E VIEIRA, 2014).

2.7 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados e descritos os principais componentes da geração fotovoltaica. Foi feita uma revisão de estudos recentes realizados na área de GD, principalmente a fotovoltaica, bem como uma abordagem da regulamentação brasileira para a GD.

Por fim, foram expostos conceitos e fundamentos sobre QEE, a saber: desequilíbrio de tensão, fator de potência e tensão em regime permanente, além do fluxo de potência reverso e perdas técnicas. Foi proposta neste trabalho a utilização de tais fundamentos para uma análise mais robusta dos impactos das GDs em redes de baixa tensão, posto que os trabalhos revisados limitavam suas análises a apenas alguns dos fundamentos apresentados.

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E MODELAGEM DO SISTEMA

3.1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é apresentar dados relevantes para este estudo que visa verificar os possíveis impactos que as GDs da rede de baixa tensão podem acometer às indústrias instaladas na rede de média tensão, através da análise comparativa de 10 cenários de penetração das GDs, considerando um perfil de geração intermitente e outro *flat* para cada cenário, além do caso base sem GD. Desta forma a rede estudada será descrita, o carregamento da rede, os perfis de geração das GDs, como foi concebida a GD e considerações sobre os consumidores selecionados, a modelagem das indústrias, quais serão os cenários avaliados e método de análise.

3.2 REDE ESTUDADA

Em 2010, a IEEE modelou casos testes que retratam sistemas reais de distribuição, incluindo o caso teste de 8.500 barras, com o intuito de aferir algoritmos para solução de sistemas trifásicos radiais e desequilibrados (SCHNEIDER *et al.*, 2018).

Para este estudo, o caso teste 8.500 barras foi utilizado em função da confiabilidade da sua base de dados e por possibilitar a reprodução fidedigna do sistema e cenários estudados por qualquer usuário ao redor do mundo, haja vista que a modelagem padrão da rede encontra-se disponível na biblioteca do OpenDSS.

O caso teste 8.500 barras reproduz um circuito de alimentadores de distribuição real com alimentadores de média e baixa tensão consistindo no mesmo sistema. Este caso teste apresenta uma configuração típica de sistemas norte-americanos, incluindo componentes como: Reguladores de tensão, transformadores com TAP variável, bancos de capacitores, alimentadores secundários, barras monofásicas, bifásicas e trifásicas, além de cargas desequilibradas.

A tensão do sistema de média tensão é de 12,47 kV e de 120/208 V na baixa tensão. O transformador abaixador da subestação tem potência nominal de 27,5 MVA com uma relação de transformação de 115/12,47 kV e ligação delta-estrela. A rede de distribuição, por sua vez, consiste em um circuito radial com 1.177 consumidores bifásicos de baixa tensão, que podem ser estudados num sistema equilibrado ou desequilibrado, totalizando 11 MW de potência

demandada aproximadamente, que corresponde a 40 % de carregamento do transformador da subestação. Um modelo esquemático do caso teste pode ser observado na Figura 3.1.



Figura 3.1 – Modelo esquemático do caso teste 8.500 barras. Fonte: Adaptado de (IEEE, 2019).

Além da apresentação da topologia da rede, a Figura 3.1 também representa o fluxo de potência pela espessura das linhas. Assim, é possível identificar a extensão do alimentador desse circuito através da linha mais espessa, onde o fluxo de potência é maior. Por sua vez, a rede de baixa tensão é representada por linhas finas derivadas do tronco do alimentador.

Originalmente a rede possui apenas consumidores de baixa tensão. Assim, as três indústrias tiveram que ser modeladas e estas foram conectadas em três pontos distintos da rede, sendo uma no início, outra no meio e a última no fim da rede, fazendo com que o novo carregamento do sistema correspondesse a 56,9 % em relação ao transformador da subestação. Na seção 3.5 são apresentados os dados das referidas indústrias.

Contudo, visando trazer também o viés das concessionárias de energia para a análise da rede, no sentido de verificar o máximo de penetração de GD que pode ser acomodada pela mesma, mantendo a operabilidade do sistema, a convergência dos resultados e tendo como limite a potência do transformador da subestação (FATIMA *et al.*, 2020), foi necessário

aumentar o carregamento na rede de baixa tensão em 9 %, fazendo que o carregamento total do sistema chegasse a 60,5 % em relação ao transformador da subestação.

A fim de permitir o estudo da rede em seu estado natural, o controle de regulação de tensão foi desabilitado (TANG E CHANG, 2018), fazendo com que os transformadores que são controlados pelos 3 conjuntos de reguladores de tensão fossem mantidos em tap unitário. Tal situação é igualmente importante para que as concessionárias de energia possam desenvolver os ajustes necessários ao controle e à proteção da rede em função da magnitude das violações dos parâmetros de QEE observados no cenário que lhes for propício, de modo a garantir a confiabilidade do sistema elétrico como um todo e que o número de ações de controle seja implementado de maneira otimizada (ALENCAR *et al.*, 2020).

3.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para compor a modelagem da GDFV proposta neste estudo, foram considerados dois perfis de geração de energia para cada um dos cenários apresentados na seção 3.6.

O primeiro refere-se a um perfil intermitente e altamente ruidoso, cujos dados foram medidos numa usina fotovoltaica real localizada no Rio Grande do Norte, conforme mencionado por Almeida (2019). Porém, para que este perfil de geração pudesse ser utilizado neste estudo, foi necessário realizar a normalização dos dados desse perfil ao nível de potência demandado por cada consumidor selecionado na seção 3.4. Após o tratamento dos dados, a normalização foi realizada de forma automática no OpenDSS através do comando *Action=normalize*, cujo perfil encontra-se representado na Figura 3.2, considerando o intervalo de tempo de 5:00 até 18:30, com resolução de dados de 30 segundos.



No perfil de geração apresentado na Figura 3.2 é possível visualizar uma alta variação de potência gerada, ficando aparente o fenômeno da intermitência que ocorre durante a variação do nível de irradiância incidente nos painéis fotovoltaicos, por exemplo, durante o aumento de nebulosidade.

Já o perfil de geração *flat*, também considerado nos cenários simulados, foi obtido através da interpolação dos dados do perfil de geração intermitente apresentado na Figura 3.2. Na Figura 3.3 é possível, então, observar o resultado da interpolação, ficando nítida a suavização da intermitência, com o aumento e diminuição do nível de geração da GD mais constante ao longo do dia.



A simulação das GDs foi realizada através do comando *New generator*, com a inserção de um elemento de geração em cada fase das barras dos consumidores selecionados na seção 3.4. Para cada um dos cenários estudados, foi criado um arquivo *Generators* correspondente, contendo os dados de potência gerada por cada GD. Estes arquivos, uma vez introduzidos no OpenDSS, são associados a um dos perfis de geração por meio do comando *Loadshape*, possibilitando também a definição do número de pontos de leitura, o intervalo de tempo em segundos e o diretório dos arquivos.

3.4 CONSUMIDORES DA REDE DE BAIXA TENSÃO

Apesar da redução dos custos, a aquisição e instalação de painéis fotovoltaicos ainda se encontram limitadas às classes de consumidores que apresentam maior renda per capita e que, normalmente, utilizam maior potência em suas instalações.

Por essa razão, este estudo considerou a instalação de GDs monofásicas nos consumidores que possuem potência demandada igual ou maior que 2 kW em pelo menos uma de duas fases, através da verificação do arquivo *UnbalancedLoads* que dispõem das potências por fase de todos os consumidores que compõem o sistema desequilibrado do caso teste 8.500 barras.

Desta forma, dos 1.177 consumidores cativos da rede de baixa tensão, foram selecionados 1.164 consumidores que atendem ao critério mencionado acima. A Figura 3.4 apresenta a localização aproximada dos consumidores selecionados ao longo da rede.



Figura 3.4 – Localização aproximada dos consumidores selecionados. Fonte: Próprio autor.

Uma amostra dos consumidores selecionados, com os principais parâmetros extraídos da biblioteca do OpenDSS, pode ser observada na Tabela 3.1. Cabe salientar que, originalmente, todos os consumidores possuem fator de potência igual a 0,97.

Consumidor	Sistema	Barra.Fase	Tensão (kV)	Potência (kW)	FP
Load.21397005A0a	Bifásico	SX2935557A.1	0,12	9,95	0,97
Load.391976C0b	Bifásico	SX2841631C.2	0,12	9,95	0,97
Load.293424C0a	Bifásico	SX2766750C.1	0,12	9,89	0,97
Load.293492C0b	Bifásico	SX2841637C.2	0,12	9,89	0,97
Load.2212168870C0a	Bifásico	SX2897554C.1	0,12	9,87	0,97
Load.2224237546A0b	Bifásico	SX3649300A.2	0,12	9,87	0,97
Load.355438C0b	Bifásico	SX2673323C.2	0,12	9,86	0,97
Load.338997B0a	Bifásico	SX2860499B.1	0,12	9,85	0,97
Load.356791C0a	Bifásico	SX2767343C.1	0,12	9,85	0,97
Load.337626C0b	Bifásico	SX3216343C.2	0,12	9,82	0,97
Load.21031694B0b	Bifásico	SX3122812B.2	0,12	9,74	0,97
Load.337704B0b	Bifásico	SX2710546B.2	0,12	9,72	0,97
Load.355768B0b	Bifásico	SX2729408B.2	0,12	9,72	0,97
Load.338959C0b	Bifásico	SX2954344C.2	0,12	9,72	0,97
		· · · · · · · · · / · · / · · / · · · / ·	TEE 4010)		

Tabela 3.1 – Amostra de consumidores selecionados

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2019).

Originalmente, os consumidores do caso teste 8.500 barras possuem cargas constantes ao longo do tempo. Ou seja, a potência medida em qualquer um dos instantes de tempo considerados é igual a sua potência demandada. Por esse motivo, a fim de possibilitar que as cargas de todos consumidores (com e sem GD) variassem ao longo do tempo, foram distribuídos 6 perfis de carga distintos (ELETROPAULO, 2018; EPE, 2020; SHENG *et al.*, 2016; SOUZA *et al.*, 2010) e de forma aleatória entre os mesmos. A Figura 3.5 apresenta os 6 perfis considerados.



A associação dos perfis foi feita por meio do comando *Loadshape* a cada um dos consumidores do arquivo *UnbalancedLoads* e a normalização dos dados foi realizada de forma automática no OpenDSS através do comando *Action=normalize*.

3.5 INDÚSTRIAS INSTALADAS NA REDE DE MÉDIA TENSÃO

Conforme informado na seção 3.2, o caso teste 8.500 barras possui apenas consumidores na rede de baixa tensão. Porém, como o objetivo deste trabalho é verificar os possíveis impactos que a alta penetração das GDFVs da rede de baixa tensão podem acometer às indústrias da rede de média tensão, foi necessária a modelagem destas indústrias no OpenDSS em três pontos distintos, sendo uma no início, outra no meio e a última no fim da rede, respectivamente nas barras de média tensão M4362177, M1089131 e M1009807.

As três indústrias foram consideradas iguais e modeladas no OpenDSS com base no sistema elétrico simulado por Ribeiro *et al.* (2020) no programa computacional ETAP (*Electrical Power System Analysis Software*), compreendendo o transformador MT/BT (Média Tensão / Baixa Tensão) e as cargas de baixa tensão.

A Figura 3.6a apresenta o diagrama unifilar do sistema, que é composto por uma subestação principal alimentada em 69 kV, que por sua vez abaixa a tensão para 13,8 kV a fim de alimentar os motores de grande potência e dois transformadores MT/BT de 2 MVA, que possuem ligação delta-estrela, responsáveis por reduzir a tensão para 480 V com a finalidade de alimentar o restante das cargas do sistema. O sistema elétrico considerado para a indústria foi o constituído pelo transformador de 2 MVA e suas cargas.

As cargas de baixa tensão compreendem 48 motores elétricos trifásicos, com potência variando de 4 HP até 250 HP, e o sistema de iluminação com potência total de 40 kVA.

A fim de simplificar a modelagem, apenas um transformador MT/BT foi inserido no OpenDSS, mantendo sua potência de 2 MVA e ligação delta-estrela, sendo alterada apenas a tensão de entrada de 13,8 kV para 12,47 kV. Também foram criadas duas novas barras, uma de média e outra de baixa tensão, para permitir o monitoramento das indústrias. Por sua vez, as cargas de baixa tensão foram substituídas por uma carga equivalente de 1,549 MW. A Figura 3.6b apresenta o esquemático da modelagem feita.



Figura 3.6 – Indústria instalada na rede de média tensão: (a) diagrama unifilar de referência; (b) esquemático da indústria modelada no OpenDSS. Fonte: Adaptado de (RIBEIRO *et al.*, 2020).

Os dados considerados na modelagem do sistema foram extraídos diretamente da simulação feita no ETAP, conforme apresentado nos Apêndices A2, A3 e A5.

Assim como a premissa adotada para os consumidores da rede de baixa tensão, também foi considerado que a carga das indústrias variasse ao longo do tempo. O perfil de

carga industrial (ELETROPAULO, 2018), adotado para as três industrias, pode ser observado na Figura 3.7.



Conforme procedimento realizado para os perfis dos consumidores de baixa tensão, a associação do perfil de carga industrial foi feita por meio do comando *Loadshape* a cada uma das indústrias que foram inseridas no arquivo *UnbalancedLoads* e a normalização dos dados foi realizada de forma automática no OpenDSS através do comando *Action=normalize*.

3.6 CENÁRIOS ESTUDADOS

Este estudo é analisado tanto nas indústrias da rede de média tensão quanto na própria rede de baixa tensão, tendo em vista que as GDFVs são simuladas exclusivamente nos consumidores da rede de baixa tensão.

Para avaliação dos impactos, são considerados cenários classificados quanto ao perfil de geração e nível de penetração das GDs na rede. O carregamento da rede equivale a 60,5 % da potência nominal do transformador da subestação da concessionária, conforme descrito na seção 3.2. Na Tabela 3.2 estão descritos os cenários simulados. A coluna Penetração da GD (MW) indica o nível de penetração das GDs considerado em cada rodada de simulação, variando de 10 % a 100 % em relação a potência nominal do transformador da subestação que alimenta a rede.

Cenários	Perfil da GD	Penetração da GD (MW)
1 (Caso Base)	_	-
2	Intermitente	2.75
3	Flat	2,15
4	Intermitente	5 5
5	Flat	5,5
6	Intermitente	8 25
7	Flat	8,23
8	Intermitente	11
9	Flat	11
10	Intermitente	12 75
11	Flat	15,75
12	Intermitente	16.5
13	Flat	10,5
14	Intermitente	10.25
15	Flat	19,23
16	Intermitente	$\gamma\gamma$
17	Flat	
18	Intermitente	24.75
19	Flat	24,75
20	Intermitente	27.5
21	Flat	21,5

Tabela 3.2 – Cenários simulados

Fonte: Próprio autor.

Outra questão é quanto à localização dos monitores. Na rede de baixa tensão, os parâmetros de QEE foram monitorados em três barras diferentes do sistema, sendo uma no início (barra SX3139366A.1), outra no meio (barra SX3104120B.1) e a última no fim da rede (barra SX3315860B.2), tendo estas sido selecionadas por representarem uma divisão da rede no que tange o comprimento da mesma em relação a distância com a subestação, e não o carregamento da rede em si, a fim de possibilitar a averiguação de como os impactos se apresentam em regiões diferentes do sistema. Já nas indústrias, a monitoração foi feita nas barras de média e baixa tensão que foram modeladas para as três indústrias, conforme descrito na seção 3.5 e apresentado na Tabela 3.3 e também na Figura 3.6b.

Tabela 3.3 – Barras monitoradas nas industrias					
Indústria / Localização	Barra de Média Monitorada	Barra de Baixa Monitorada			
Indústria 1 / Início de Rede	M100	L100			
Indústria 2 / Meio de Rede	M200	L200			
Indústria 3 / Fim de Rede	M300	L300			
	Fonte: Próprio autor.				

A Figura 3.8 apresenta a localização aproximada das indústrias instaladas na rede de média tensão e barras da rede de baixa tensão monitoradas.



Figura 3.8 – Localização aproximada das indústrias e barras da rede de baixa tensão monitoradas. Fonte: Próprio autor.

Primeiramente, o caso base da rede foi simulado sem a GDFV. Em seguida, a rede foi simulada com as GDs considerando o perfil de geração intermitente e depois o *flat*, para os diferentes níveis de penetração desde o mais leve de 2,75 MW até o mais alto de 27,5 MW,

permitindo a análise comparativa dos mesmos parâmetros observados no caso base. O diagrama da Figura 3.9 resume os aspectos que compõem os cenários.



Figura 3.9 – Diagrama dos cenarios analisado Fonte: Próprio autor.

3.7 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentado o método proposto para modelagem e análise dos impactos das GDs nas indústrias instaladas na rede de média tensão e na rede de baixa tensão. Inicialmente, foi apresentado o caso teste 8.500 barras da IEEE com a descrição das suas principais características e ajustes no seu carregamento. Em seguida, foram abordados os perfis de geração intermitente e *flat*.

Na sequência, foram expostos os critérios para seleção dos consumidores, em que foram inseridas as GDs, e as curvas de carga aplicadas a estes. A concepção e as considerações para a modelagem das três indústrias da rede de média tensão foram igualmente descritas.

Por fim, foram apresentados os cenários avaliados e a metodologia para análise dos resultados, através da comparação do comportamento da rede antes e após a inserção das GDs.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos através das simulações realizadas no caso teste 8.500 barras da IEEE, que foi adaptado segundo as premissas previamente descritas neste trabalho. Primeiramente, foi feita a simulação do caso base considerando a rede sem a conexão das GDs. Num segundo momento, foram feitas simulações da rede com a conexão das GDs considerando 20 cenários de penetração (10 com GDFV de perfil intermitente e 10 com perfil *flat*). Essas simulações foram analisadas através de barras previamente selecionadas para monitoração e são apresentados juntamente com a avaliação do comportamento dos parâmetros de QEE. Ressalta-se que as barras foram escolhidas por representarem uma divisão da rede no que tange o comprimento da mesma e não o carregamento da rede em si. Os resultados apresentados nas figuras contemplam o conjunto de medições registrados no intervalo de tempo de 5:00 até 18:30, com resolução de dados de 30 segundos, em todos os cenários simulações realizadas.

4.2 INDÚSTRIA DO INÍCIO DA REDE

A Figura 4.1 apresenta a frequência relativa de vezes em que as tensões nas barras estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas, iniciando em 0,99 pu até valores maiores que 1,05 pu. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração intermitente, além do caso base.



Por sua vez, a Tabela 4.1 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.

interinitente)						
Ponotração (MW)	Tensão na Ba	rra de Média	Tensão na Barra de Baixa			
Tenetração (19199)	<u> </u>	u)	u u	u)		
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor		
Caso Base (Sem GD)	1,048	1,001	1,042	0,977		
2,75	1,051	1,001	1,045	0,979		
5,5	1,053	1,001	1,048	0,978		
8,25	1,055	1,001	1,051	0,978		
11	1,057	1,001	1,053	0,977		
13,75	1,059	1,001	1,055	0,977		
16,5	1,060	1,001	1,057	0,977		
19,25	1,061	1,000	1,058	0,977		
22	1,062	1,000	1,059	0,978		
24,75	1,063	1,000	1,060	0,978		
27,5	1,064	1,000	1,061	0,977		
Violação: — Crítico — Precário						

Tabela 4.1 – Tensão em regime permanente na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente)

Fonte: Próprio autor.

Referente a indústria instalada no início da rede, no que concerne o parâmetro de tensão em regime permanente, pode ser observado na Figura 4.1 e Tabela 4.1 que o resultado da simulação do caso base indica que os níveis de tensão das barras de média e baixa tensão podem ser classificados como sendo adequados segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), estando entre 0,93 pu e 1,05 pu, não havendo qualquer tipo de violação durante o intervalo de tempo simulado.

Por outro lado, a partir do momento em que as GDs com perfil de geração intermitente dos consumidores da rede de baixa tensão são conectadas, percebe-se o deslocamento da tensão para níveis cada vez maiores em vários instantes do dia, em função do nível de penetração das GDs em cada cenário, já ocorrendo violações críticas, acima de 1,05 pu, na barra de média tensão no cenário de 2,75 MW. Por sua vez, os níveis de tensão da barra de baixa tensão da indústria permanecem adequados, entre 0,92 pu e 1,05 pu, até o cenário de 5,5 MW, ocorrendo níveis precários, entre 1,05 pu e 1,06 pu, a partir do cenário de 8,25 MW até 24,75 MW, atingindo então níveis críticos no cenário de 27,5 MW, acima de 1,06 pu.

A Figura 4.2 apresenta a frequência relativa de vezes em que as tensões nas barras estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas, iniciando em 0,96 pu até valores maiores que 1,05 pu. Desta vez, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração *flat*, além do caso base. A Tabela 4.2 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.



Fonte: Próprio autor.

Considerando o perfil de geração *flat* para as GDs, percebe-se pela análise comparativa das Figuras 4.2 e 4.1 que há um aumento da frequência relativa de vezes em que as tensões nas barras estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas das figuras. Isso ocorreu em função da ausência de intermitência no perfil de geração *flat*.

Por sua vez, a comparação das Tabelas 4.2 e 4.1 indica que não houve o aumento dos valores de Maior Tensão (pu) em função do perfil de geração das GDs, ocorrendo os mesmos impactos nos cenários simulados para ambos os perfis. Por outro lado, verifica-se que os valores de Menor Tensão (pu), para o perfil de geração *flat*, tiveram uma leve melhora em relação ao perfil de geração intermitente sem que ocorresse o registro de qualquer violação.

	Tensão na Ba	arra de Média	Tensão na Barra de Baixa			
Penetração (MW)	(pu)		(pu)			
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor		
Caso Base (Sem GD)	1,048	1,001	1,042	0,977		
2,75	1,051	1,001	1,045	0,977		
5,5	1,053	1,001	1,048	0,979		
8,25	1,055	1,001	1,051	0,979		
11	1,057	1,001	1,053	0,979		
13,75	1,059	1,001	1,055	0,979		
16,5	1,060	1,001	1,057	0,979		
19,25	1,061	1,001	1,058	0,978		
22	1,062	1,001	1,059	0,978		
24,75	1,063	1,000	1,060	0,978		
27,5	1,064	0,975	1,061	0,969		
Violação: — Crítico — Precário						

Tabela 4.2 – Tensão em regime permanente na indústria do início da rede (GD com perfil flat)

Fonte: Próprio autor.

A Figura 4.3 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração intermitente, além do caso base. A Tabela 4.3 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.



Figura 4.3 – Fator de potência na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Depatração (MW)	Barra de Média Tensão		Barra de Baixa Tensão		
Penetração (IVI VV)	Maior FP	Menor FP	Maior FP	Menor FP	
Caso Base (Sem GD)	0,958	0,944	0,959	0,958	
2,75	0,958	0,944	0,959	0,958	
5,5	0,958	0,944	0,959	0,958	
8,25	0,958	0,944	0,959	0,958	
11	0,958	0,944	0,959	0,958	
13,75	0,958	0,944	0,959	0,958	
16,5	0,958	0,944	0,959	0,958	
19,25	0,958	0,944	0,959	0,958	
22	0,958	0,944	0,959	0,958	
24,75	0,958	0,944	0,959	0,958	
27,5	0,958	0,944	0,959	0,958	
Fonte: Próprio autor.					

Tabela 4.3 – Fator de potência na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente)

No que tange o fator de potência, a análise da Figura 4.3 e Tabela 4.3 indica que não houve violação deste parâmetro. Ou seja, apesar do perfil de geração intermitente das GDs, o fator de potência das barras de média e baixa tensão da indústria não violaram o valor mínimo de 0,92, segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), havendo ainda uma leve melhora deste parâmetro em cada cenário em função dos níveis de penetração das GDs.

A Figura 4.4 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Desta vez, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração *flat*, além do caso base. A Tabela 4.4 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.





Donotro aão (MW)	Barra de Média Tensão		Barra de Baixa Tensão	
renetração (IVI VV)	Maior FP	Menor FP	Maior FP	Menor FP
Caso Base (Sem GD)	0,958	0,944	0,959	0,958
2,75	0,958	0,944	0,959	0,944
5,5	0,958	0,944	0,959	0,958
8,25	0,958	0,944	0,959	0,958
11	0,958	0,944	0,959	0,958
13,75	0,958	0,944	0,959	0,958
16,5	0,958	0,945	0,959	0,958
19,25	0,958	0,945	0,959	0,958
22	0,958	0,945	0,959	0,958
24,75	0,958	0,945	0,959	0,958
27,5	0,967	0,936	0,965	0,957

Tabela 4.4 – Fator de potência na indústria do início da rede (GD com perfil flat)

Fonte: Próprio autor.

Da mesma forma que o perfil de geração intermitente das GDs não impactou o parâmetro de fator de potência, a análise da Figura 4.4 e Tabela 4.4 também indica que não houve violação deste parâmetro considerando o perfil de geração *flat*. Assim como ocorrido com a tensão em regime permanente, também pode ser observado que houve uma leve melhora em alguns dos valores registrados de fator de potência, se comparado à Tabela 4.3.

A Figura 4.5 apresenta o desequilíbrio de tensão nas barras de média e baixa tensão na indústria em função dos níveis de penetração das GDs e considerando o perfil de geração intermitente.



Figura 4.5 – Desequilíbrio de tensão na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Para cada cenário, além do caso base, está representada a dispersão dos dados de desequilíbrio de tensão registrados nas simulações. As caixas formadas pelo intervalo entre o primeiro quartil e o terceiro quartil representam 50 % dos valores do conjunto de dados. O segundo quartil, representado pela linha no interior das caixas, corresponde à média dos dados e sua posição revela a simetria ou assimetria da distribuição.

De modo geral, a Figura 4.5 apresenta uma redução da média do desequilíbrio de tensão nos cenários analisados se comparado ao caso base, que é aproximadamente de 0,34 % na barra de média tensão e 0,35 % na barra de baixa tensão. É possível verificar que à medida que o nível de penetração das GDs aumenta, há uma tendência de redução da média do desequilíbrio nas barras da indústria. Porém, essa tendência de redução ocorre até o cenário de 16,5 MW, chegando a aproximadamente 0,18 % em ambas as barras, e passa a aumentar a partir do cenário de 19,25 MW, mas mantendo-se ainda abaixo da média do caso base. Além

disso, os níveis de desequilíbrio estiveram bem abaixo dos limites de 2 % e 3 %, para as barras de média e baixa tensão respectivamente, em todos os cenários simulados.

Com o auxílio da Figura 4.6, é possível verificar o comportamento do desequilíbrio de tensão ao longo do dia, sendo este comportamento similar às demais indústrias da rede. Para facilitar o entendimento, foram representados apenas alguns dos cenários estudados.



Assim, pode ser observado que ao longo do dia há uma maior redução do desequilíbrio entre os cenários de 16,5 e 22 MW, com uma leve vantagem para o cenário de 16,5 MW, corroborando com o entendimento da Figura 4.5.

Nota-se também o reflexo no desequilíbrio de tensão da indústria em função da relação que há entre o nível de geração das GDs, Figura 3.2, e as curvas de cargas dos consumidores residenciais, Figura 3.5. Entende-se que a tendência de redução ocorre devido a contribuição das GDs que foram alocadas nas fases de maior demanda dos consumidores de baixa tensão, fazendo com que haja uma sinergia entre demanda e nível de geração em alguns instantes do dia, reduzindo assim o desequilíbrio. Desta forma, a redução do desequilibro na rede de baixa tensão contribui para a redução observada na indústria, instalada na rede de média tensão.

A Tabela 4.5 apresenta os maiores e menores valores de desequilíbrio de tensão para cada cenário simulado.

Penetração (MW)	Desequilíbrio Média Te	o na Barra de ensão (%)	Desequilíbrio na Barra de Baixa Tensão (%)			
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor		
Caso Base (Sem GD)	0,381	0,234	0,392	0,235		
2,75	0,376	0,175	0,386	0,178		
5,5	0,469	0,137	0,481	0,139		
8,25	0,374	0,095	0,384	0,096		
11	0,478	0,069	0,491	0,070		
13,75	0,376	0,055	0,382	0,055		
16,5	0,377	0,048	0,382	0,049		
19,25	0,414	0,039	0,424	0,039		
22	0,400	0,027	0,410	0,027		
24,75	0,380	0,018	0,385	0,018		
27,5	0,412	0,025	0,422	0,025		

Tabela 4.5 – Desequilíbrio de tensão na indústria do início da rede (GD com perfil intermitente)

Fonte: Próprio autor.

Nela, é possível constatar também que o cenário de 16,5 MW apresenta uma melhor relação entre os maiores e menores valores de desequilíbrio nas barras de média e baixa tensão. Além disso, não houve registro de violações desse parâmetro segundo o critério do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), sendo 2 % para sistemas com tensão nominal entre 1 kV e 230 kV e 3 % para sistemas com tensão nominal menor ou igual a 1 kV.

A Figura 4.7 apresenta o desequilíbrio de tensão nas barras de média e baixa tensão na indústria em função do nível de penetração das GDs para cada cenário, dessa vez, considerando o perfil de geração *flat*.



Figura 4.7 – Desequilíbrio de tensão na indústria do início da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Assim, como na Figura 4.5, a Figura 4.7 também apresenta uma redução da média do desequilíbrio de tensão nos cenários analisados se comparado ao caso base, para ambas as barras da indústria. Contudo, diferente da Figura 4.5, a redução ocorre de forma mais constante até os cenários 13,75 MW e 16,5 MW, quando a média do desequilíbrio passa então a aumentar, mas mantendo-se ainda abaixo da média do caso base. Os níveis de desequilíbrio também estiveram bem abaixo dos limites de 2 % e 3 %, para as barras de média e baixa tensão respectivamente, em todos os cenários simulados.

A Tabela 4.6 apresenta os maiores e menores valores de desequilíbrio de tensão para cada cenário simulado.

Tubela no Deseculibrio de tensão na industria do intero da reac (GD com peringita)						
Penetração (MW)	Desequilíbri Média T	o na Barra de ensão (%)	Desequilíbrio na Barra de Baixa Tensão (%)			
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor		
Caso Base (Sem GD)	0,381	0,234	0,392	0,235		
2,75	0,376	0,169	0,386	0,172		
5,5	0,491	0,128	0,503	0,130		
8,25	0,374	0,084	0,384	0,085		
11	0,375	0,065	0,383	0,066		
13,75	0,376	0,055	0,382	0,055		
16,5	0,377	0,048	0,382	0,049		
19,25	0,378	0,039	0,383	0,039		
22	0,379	0,027	0,384	0,027		
24,75	0,380	0,018	0,385	0,018		
27,5	0,848	0,025	0,836	0,025		
Fontes Duénnie autou						

Tabela 4.6 – Desequilíbrio de tensão na indústria do início da rede (GD com perfil *flat*)

Fonte: Próprio autor.

Nela, é possível constatar também que os cenários de 13,75 MW 16,5 MW também apresenta uma melhor relação entre os maiores e menores valores de desequilíbrio nas barras de média e baixa tensão. Também pode ser observado que não houve registro de violações segundo o critério do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), sendo 2 % para sistemas com tensão nominal entre 1 kV e 230 kV e 3 % para sistemas com tensão nominal menor ou igual a 1 kV.

Outro ponto que pode ser observado através da comparação das Figuras 4.5 e 4.7, refere-se a diferença apresentada entre a dispersão dos dados nos intervalos interquartílicos de desequilíbrio de tensão ao logo dos cenários. Julga-se que um dos fatores que explica a maior dispersão dos dados na Figura 4.5 seja a diferença no perfil de geração das GDs que, associado às características da rede em relação a localização da própria indústria, perfis de carga dos consumidores de baixa tensão que estão nas proximidades, além da quantidade e nível de penetração de cada GD, pode interferir no desequilíbrio de tensão da indústria.

4.3 INDÚSTRIA DO MEIO DA REDE

A Figura 4.8 apresenta a frequência relativa de vezes em que as tensões nas barras estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas, iniciando em valores menores que 0,93 pu até valores maiores que 1,05 pu. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração intermitente, além do caso base.



Figura 4.8 – Tensão em regime permanente na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Por sua vez, a Tabela 4.7 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.

intermitente)									
	Tensão na Barra de Média		Tensão na Barra de Baixa						
Penetração (MW)	(pu)		(pu)						
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor					
Caso Base (Sem GD)	1,048	0,920	1,010	0,893					
2,75	1,024	0,915	1,018	0,895					
5,5	1,030	0,915	1,025	0,895					
8,25	1,038	0,914	1,033	0,894					
11	1,050	0,914	1,044	0,894					
13,75	1,059	0,913	1,052	0,894					
16,5	1,067	0,913	1,059	0,893					
19,25	1,073	0,913	1,065	0,893					
22	1,078	0,912	1,069	0,893					
24,75	1,082	0,912	1,073	0,892					
27,5	1,084	0,912	1,076	0,892					
Violação: — Crítico — Precário									

Tabela 4.7 – Tensão em regime permanente na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente)

Fonte: Próprio autor.

Para a indústria instalada no meio da rede, referente ao parâmetro de tensão em regime permanente, pode ser observado na Figura 4.8 e Tabela 4.7 que o resultado da simulação do caso base já indica que os níveis de tensão da barra de baixa tensão apresentam problemas de subtensão, podendo ser classificadas como precárias segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), estando entre 0,87 pu e 0,92 pu.

Observa-se que, para cada cenário em que as GDs com perfil de geração intermitente são conectadas, há o deslocamento dos maiores valores de tensão para níveis cada vez maiores, com a ocorrência de violações críticas, acima de 1,05 pu, na barra de média tensão a partir do cenário de 13,75 MW. Por sua vez, os maiores valores de tensão da barra de baixa da indústria começam a apresentar precariedade nos cenários de 13,75 MW e 16,5 MW, entre 1,05 pu e 1,06 pu, passando a níveis críticos a partir do cenário de 19,25 MW, acima de 1,06 pu.

A Figura 4.9 apresenta a frequência relativa de vezes em que as tensões nas barras estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas, iniciando em valores menores que 0,93 pu até valores maiores que 1,05 pu. Desta vez, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração *flat*, além do caso base. A Tabela 4.8 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.



Figura 4.9 – Tensão em regime permanente na indústria do meio da rede (GD com perfil*flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor

Considerando o perfil de geração *flat* para as GDs, percebe-se pela análise comparativa das Figuras 4.8 e 4.9 que também há um aumento da frequência relativa de vezes em que as tensões nas barras estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas das figuras, assim como ocorrido com a indústria instalada no início da rede, em função da ausência de intermitência no perfil de geração *flat*.

Agora, a comparação das Tabelas 4.7 e 4.8 indica que não houve uma grande discrepância dos valores de Maior Tensão (pu) e Menor Tensão (pu) nos cenários simulados, com a maioria das variações dos valores ocorrendo a partir da terceira casa decimal. Por outro lado, no cenário de 27,5 MW, constatou-se que o valor de Menor Tensão (pu) da barra de média atingiu o nível crítico, se comparado ao valor medido com o perfil de geração intermitente, passando de 0.912 pu para 0.865 pu, aproximadamente.

Penetração (MW)	Tensão na Barra de Média (pu)		Tensão na Barra de Baixa (pu)					
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor				
Caso Base (Sem GD)	1,048	0,920	1,010	0,893				
2,75	1,024	0,915	1,018	0,895				
5,5	1,030	0,915	1,025	0,895				
8,25	1,038	0,914	1,033	0,895				
11	1,050	0,914	1,044	0,894				
13,75	1,059	0,914	1,052	0,894				
16,5	1,067	0,914	1,059	0,894				
19,25	1,073	0,913	1,065	0,893				
22	1,078	0,913	1,069	0,893				
24,75	1,082	0,913	1,073	0,893				
27,5	1,084	0,865	1,076	0,883				
Violação: — Crítico — Precário Fonte: Próprio autor								

Tabela 4.8 – Tensão em regime permanente na indústria do meio da rede (GD com perfil flat)

A Figura 4.10 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração intermitente, além do caso base. A Tabela 4.9 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.



Figura 4.10 – Fator de potência na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Depatro año (MW)	Barra de Média Tensão		Barra de Baixa Tensão				
renetração (IVI VV)	Maior FP	Menor FP	Maior FP	Menor FP			
Caso Base (Sem GD)	0,958	0,942	0,959	0,958			
2,75	0,958	0,942	0,959	0,958			
5,5	0,958	0,942	0,959	0,958			
8,25	0,958	0,942	0,959	0,958			
11	0,958	0,942	0,959	0,958			
13,75	0,958	0,942	0,959	0,958			
16,5	0,958	0,942	0,959	0,958			
19,25	0,958	0,942	0,959	0,958			
22	0,958	0,942	0,959	0,958			
24,75	0,958	0,942	0,959	0,958			
27,5	0,958	0,942	0,959	0,958			
Fonte: Próprio autor.							

Tabela 4.9 – Fator de potência na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente)

Em relação ao fator de potência, a análise da Figura 4.10 e Tabela 4.9 indica que também não houve violação deste parâmetro para a indústria instalada no meio da rede. Apesar do perfil de geração intermitente das GDs, o fator de potência das barras de média e
baixa tensão da indústria não violaram o valor mínimo de 0,92, segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021).

A Figura 4.11 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Desta vez, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração *flat*, além do caso base. A Tabela 4.10 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.



Figura 4.11 – Fator de potência na indústria do meio da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Donotro aão (MW)	Barra de Média Tensão		Barra de Baixa Tensão		
renetração (MW)	Maior FP	Menor FP	Maior FP	Menor FP	
Caso Base (Sem GD)	0,958	0,942	0,959	0,958	
2,75	0,957	0,942	0,959	0,958	
5,5	0,958	0,942	0,959	0,958	
8,25	0,958	0,942	0,959	0,958	
11	0,958	0,942	0,959	0,958	
13,75	0,958	0,942	0,959	0,958	
16,5	0,958	0,943	0,959	0,958	
19,25	0,958	0,943	0,959	0,958	
22	0,958	0,943	0,959	0,958	
24,75	0,958	0,943	0,959	0,958	
27,5	0,974	0,927	0,965	0,955	

Tabela 4.10 – Fator de potência na indústria do meio da rede (GD com perfil flat)

Assim como o perfil de geração intermitente das GDs não impactou o parâmetro de fator de potência, a análise da Figura 4.11 e Tabela 4.10 também indica que não houve violação deste parâmetro considerando o perfil de geração *flat*. Assim como ocorrido com a indústria instalada no início da rede, também pode ser observado que houve uma leve melhora em alguns dos valores registrados de fator de potência, se comparado à Tabela 4.9.

A Figura 4.12 apresenta o desequilíbrio de tensão nas barras de média e baixa tensão na indústria em função do nível de penetração das GDs para cada cenário e considerando o perfil de geração intermitente.



Figura 4.12 – Desequilíbrio de tensão na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Inicialmente, nota-se que a média do desequilíbrio de tensão no caso base aumentou em comparação à indústria do início da rede, subindo de 0,3375 % para aproximadamente 0,68 % nas barras de média e baixa tensão. Tal fato ocorre em função da distância desta indústria em relação à subestação no início da rede.

Assim como ocorrido com a indústria do início de rede, também se observa uma redução da média do desequilíbrio de tensão nos cenários analisados se comparado ao caso base. É possível verificar que à medida que o nível de penetração da GDs aumenta, há uma tendência de redução da média do desequilíbrio nas barras da indústria. Porém, essa tendência de redução ocorre até o cenário de 19,25 MW, chegando a aproximadamente 0,34 % em ambas as barras, e tem um leve aumento nos cenários seguintes, mas ainda abaixo da média do caso base. Ademais, os níveis de desequilíbrio estiveram bem abaixo dos limites de 2 % e 3 %, para as barras de média e baixa tensão respectivamente, em todos os cenários simulados.

A Tabela 4.11 apresenta os maiores e menores valores de desequilíbrio de tensão para cada um dos cenários.

Penetracão (MW)	Desequilíbrio Média Te	na Barra de nsão (%)	Desequilíbrio na Barra de Baixa Tensão (%)		
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor	
Caso Base (Sem GD)	0,729	0,414	0,728	0,415	
2,75	0,728	0,377	0,727	0,383	
5,5	0,800	0,293	0,798	0,298	
8,25	0,724	0,210	0,723	0,211	
11	0,813	0,148	0,812	0,148	
13,75	0,720	0,119	0,719	0,119	
16,5	0,719	0,114	0,718	0,115	
19,25	0,717	0,104	0,716	0,104	
22	0,715	0,092	0,714	0,092	
24,75	0,716	0,080	0,715	0,080	
27,5	0,718	0,065	0,717	0,065	

Tabela 4.11 – Desequilíbrio de tensão na indústria do meio da rede (GD com perfil intermitente)

Fonte: Próprio autor.

Nela, é possível constatar que o cenário de 16,5 MW e 22 MW apresentam uma boa relação entre os maiores e menores valores de desequilíbrio nas barras de média e baixa tensão, se comparado aos demais cenários. Além disso, verifica-se que não houve registro de violações desse parâmetro segundo o critério do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), sendo 2 % para sistemas com tensão nominal entre 1 kV e 230 kV e 3 % para sistemas com tensão nominal menor ou igual a 1 kV.

Já a Figura 4.13 apresenta o desequilíbrio de tensão nas barras de média e baixa tensão na indústria em função do nível de penetração das GDs para cada cenário, mas dessa vez, considerando o perfil de geração *flat*.



Figura 4.13 – Desequilíbrio de tensão na indústria do meio da rede (GD com perfil*flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Assim como na Figura 4.12, a Figura 4.13 também apresenta uma redução da média do desequilíbrio de tensão nos cenários analisados se comparado ao caso base, para ambas as barras da indústria. Contudo, assim como aconteceu com o perfil de desequilíbrio de tensão na indústria do início de rede para o perfil de geração *flat*, a redução também ocorre de forma mais constante até o cenário 22 MW, quando a média do desequilíbrio sofre um leve aumento, mas sempre mantendo-se ainda abaixo da média do caso base. Os níveis de desequilíbrio também estiveram bem abaixo dos limites de 2 % e 3 %, para as barras de média e baixa tensão respectivamente, em todos os cenários simulados.

A Tabela 4.12 apresenta os maiores e menores valores de desequilíbrio de tensão para cada cenário simulado, para as GDs com perfil de geração *flat*.

Tubela III Desequ	morro de tensuo n	a mausti la ao me		sin per in <i>juar</i>)	
Penetração (MW)	Desequilíbrio Média Te	o na Barra de ensão (%)	Desequilíbrio na Barra de Baixa Tensão (%)		
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor	
Caso Base (Sem GD)	0,729	0,414	0,728	0,415	
2,75	0,728	0,366	0,727	0,373	
5,5	0,822	0,276	0,821	0,281	
8,25	0,724	0,195	0,723	0,198	
11	0,722	0,148	0,721	0,148	
13,75	0,720	0,119	0,719	0,119	
16,5	0,719	0,114	0,718	0,115	
19,25	0,717	0,104	0,716	0,104	
22	0,715	0,083	0,714	0,083	
24,75	0,716	0,080	0,715	0,080	
27,5	1,242	0,065	1,230	0,065	
		D / · /			

Tabela 4.12 – Desequilíbrio de tensão na indústria do meio da rede (GD com perfil *flat*)

Logo, a Tabela 4.12 corrobora com a representação da Figura 4.13, onde o cenário de 22 MW também apresenta uma melhor relação entre os maiores e menores valores de desequilíbrio nas barras de média e baixa tensão. Confirma-se, também, que não houve registro de violações segundo o critério do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), sendo 2 % para sistemas com tensão nominal entre 1 kV e 230 kV e 3 % para sistemas com tensão nominal menor ou igual a 1 kV.

No caso da indústria do meio da rede, também pôde ser observado o mesmo comportamento da indústria do início de rede no que se refere a dispersão dos perfís de desequilíbrio de tensão ao logo dos cenários, em função dos perfís de geração das GDs. Tal fato colabora para o entendimento de que o perfíl de geração das GDs tem influência no comportamento deste parâmetro.

É possível constatar também que a indústria no meio da rede tende a ter um menor nível de desequilíbrio de tensão com cenários de maior penetração das GDs, se comparada com a indústria do início da rede. Tal fato, contudo, também pode estar associado às características da rede onde a indústria está localizada, bem como pela quantidade e nível de penetração de cada GD dos consumidores da rede de baixa tensão.

4.4 INDÚSTRIA DO FIM DA REDE

A Figura 4.14 apresenta a frequência relativa de vezes em que as tensões nas barras estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas, iniciando em valores menores

que 0,93 pu até valores maiores que 1,05 pu. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração intermitente, além do caso base. Por sua vez, a Tabela 4.13 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.



Figura 4.14 – Tensão em regime permanente na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

	inter intente)						
Donotro aão (MW)	Tensão na Barra	de Média (pu)	Tensão na Barra de Baixa (pu)				
renetração (Ivi vv)	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor			
Caso Base (Sem GD)	1,008	0,803	0,981	0,803			
2,75	1,014	0,803	0,990	0,804			
5,5	1,020	0,802	1,000	0,804			
8,25	1,028	0,802	1,015	0,803			
11	1,041	0,801	1,033	0,803			
13,75	1,054	0,800	1,049	0,802			
16,5	1,072	0,800	1,062	0,802			
19,25	1,088	0,799	1,073	0,801			
22	1,102	0,798	1,083	0,801			
24,75	1,115	0,798	1,093	0,800			
27,5	1,127	0,797	1,101	0,799			
	Violação:	Crítico —	Precário				

Tabela 4.13 – Tensão em regime permanente na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente)

Referente a indústria instalada no fim da rede, no que concerne o parâmetro de tensão em regime permanente, pode ser observado na Figura 4.14 e Tabela 4.13 que o resultado da simulação do caso base apresenta o agravamento do problema de subtensão se comparado à indústria do meio da rede. Ou seja, houve o aumento da frequência relativa de vezes ao longo do dia em que a tensão das barras de média e baixa tensão apresentaram níveis críticos segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), abaixo de 0,90 pu e 0,87 pu respectivamente. Tal fato ocorre em função da localização da indústria, que é atendida por níveis de tensão menores devido à queda de tensão que ocorre ao longo da rede.

Mesmo com a conexão das GDs com perfil de geração intermitente, percebe-se que a frequência relativa de vezes em que as tensões se deslocam para níveis maiores ao longo do dia, a fim de minimizar a subtensão, fica no máximo entre de 10 % a 15 %, para ambas as barras da indústria nos cenários avaliados. Ainda assim, nota-se que esse deslocamento da tensão para níveis maiores em certos instantes do dia já contribui para que a tensão atinja níveis críticos, acima de 1,05 pu, na barra de média tensão a partir do cenário de 13,75 MW e de 16,5 MW para a barra de baixa tensão, acima de 1,06 pu. Por outro lado, ainda que haja o deslocamento dos níveis de tensão dos menores valores com o aumento do nível de penetração das GDs.

A Figura 4.15 apresenta a frequência relativa de vezes em que as tensões nas barras estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas, iniciando em valores menores

que 0,93 pu até valores maiores que 1,05 pu. Desta vez, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração *flat*, além do caso base. A Tabela 4.14 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.



Figura 4.15 – Tensão em regime permanente na indústria do fim da rede (GD com perfil*flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Donotro aão (MW)	Tensão na Barr	a de Média (pu)	Tensão na Barra de Baixa (pu)		
renetração (MIW)	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor	
Caso Base (Sem GD)	1,008	0,803	0,981	0,803	
2,75	1,014	0,803	0,990	0,804	
5,5	1,020	0,803	1,000	0,804	
8,25	1,028	0,802	1,015	0,804	
11	1,041	0,802	1,034	0,803	
13,75	1,054	0,801	1,049	0,803	
16,5	1,072	0,801	1,062	0,802	
19,25	1,088	0,800	1,073	0,802	
22	1,102	0,799	1,083	0,801	
24,75	1,115	0,799	1,093	0,801	
27,5	1,128	0,688	1,101	0,778	
	Violação: 🛑	Crítico — F	Precário		

Tabela 4.14 – Tensão em regime permanente na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*)

Comparando os resultados do perfil de geração *flat*, através da Figura 15 e Tabela 14, com o perfil de geração intermitente, Figura 14 e Tabela 13, observa-se que houve uma redução dos níveis de tensão que estavam abaixo de 0,93 pu, para cada um dos cenários, e um leve deslocamento destas para níveis maiores. Mas de modo geral, não houve uma mudança expressiva no perfil apresentado pelas Figuras 14 e 15 e nem nos valores registrados nas Tabelas 13 e 14.

A Figura 4.16 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração intermitente, além do caso base. A Tabela 4.15 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.



Figura 4.16 – Fator de potência na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Ponotroaão (MW)	Barra de N	arra de Média Tensão		Baixa Tensão
Tenetração (IVI VV)	Maior FP	Menor FP	Maior FP	Menor FP
Caso Base (Sem GD)	0,967	0,938	0,959	0,958
2,75	0,967	0,938	0,959	0,958
5,5	0,967	0,938	0,959	0,958
8,25	0,967	0,938	0,959	0,958
11	0,967	0,938	0,959	0,958
13,75	0,967	0,937	0,959	0,958
16,5	0,967	0,934	0,959	0,958
19,25	0,967	0,933	0,959	0,958
22	0,967	0,932	0,959	0,958
24,75	0,969	0,930	0,959	0,958
27,5	0,971	0,930	0,959	0,958
	Fonte: 1	Próprio autor.		

Tabela 4.15 – Fator de potência na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente)

Para o fator de potência, a análise da Figura 4.16 e Tabela 4.15 indica que também não houve violação deste parâmetro para a indústria instalada no fim da rede. Apesar do perfil de geração intermitente das GDs, o fator de potência das barras de média e baixa tensão da indústria não violaram o valor mínimo de 0,92, segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021).

A Figura 4.17 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Desta vez, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando o perfil de geração *flat*, além do caso base. A Tabela 4.16 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.



Figura 4.17 – Fator de potência na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Donotro año (MW)	Barra de M	rra de Média Tensão		Barra de Baixa Tensão		
Penetração (NI W)	Maior FP Menor FP		Maior FP	Menor FP		
Caso Base (Sem GD)	0,967	0,938	0,959	0,958		
2,75	0,967	0,938	0,959	0,958		
5,5	0,967	0,938	0,959	0,958		
8,25	0,967	0,938	0,959	0,958		
11	0,967	0,938	0,959	0,958		
13,75	0,967	0,937	0,959	0,958		
16,5	0,967	0,935	0,959	0,958		
19,25	0,967	0,932	0,959	0,958		
22	0,967	0,932	0,959	0,958		
24,75	0,968	0,930	0,959	0,958		
27,5	0,990	0,876	0,977	0,954		
	D (D (· · ·				

Tabela 4.16 – Fator de potência na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*)

Assim como o perfil de geração intermitente das GDs não impactou o parâmetro de fator de potência, a análise da Figura 4.17 e Tabela 4.16 também indica que não houve violação deste parâmetro considerando o perfil de geração *flat*.

Na Figura 4.18 é apresenta o desequilíbrio de tensão nas barras de média e baixa tensão na indústria em função do nível de penetração das GDs para cada cenário e considerando o perfil de geração intermitente.



Figura 4.18 – Desequilíbrio de tensão na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Assim como ocorrido com este parâmetro para a indústria do meio da rede, nota-se também que a média do desequilíbrio de tensão no caso base aumentou em comparação à indústria do início da rede, agora subindo de 0,3375 % para aproximadamente 2,07 % nas barras de média e baixa tensão, violando o limite de 2 % na barra de média segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021). Tal fato, juntamente com a evidência apresentada na indústria do meio da rede, colabora para o entendimento de que o desequilíbrio de tensão aumentará devido a distância em relação à subestação do início da rede.

Da mesma forma que nas demais indústrias, é possível observar uma redução da média do desequilíbrio de tensão nos cenários analisados se comparado ao caso base. É possível verificar que à medida que o nível de penetração das GDs aumenta, há uma tendência de redução da média do desequilíbrio nas barras da indústria. Porém, essa tendência de redução ocorre até o cenário de 13,75 MW, chegando a aproximadamente 1,15 % em ambas as barras, e tem um aumento nos cenários seguintes, mas ainda abaixo da média do caso base.

A Tabela 4.17 apresenta os maiores e menores valores de desequilíbrio de tensão para cada um dos cenários, considerando as GDs com perfil de geração intermitente.

	Desequilíbrio	o na Barra de	na Barra de 🛛 Desequilíbrio na Barr		
Penetração (MW)	Média Te	ensão (%)	Baixa Te	ensão (%)	
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor	
Caso Base (Sem GD)	2,412	1,493	2,411	1,498	
2,75	2,420	1,179	2,419	1,177	
5,5	2,428	0,902	2,427	0,901	
8,25	2,436	0,650	2,435	0,663	
11	2,444	0,505	2,443	0,508	
13,75	2,452	0,443	2,451	0,445	
16,5	2,460	0,542	2,459	0,545	
19,25	2,468	0,456	2,467	0,459	
22	2,476	0,444	2,475	0,447	
24,75	2,484	0,502	2,483	0,505	
27,5	2,493	0,574	2,491	0,576	
	11.1	C 11			

Tabela 4.17 – Desequilíbrio de tensão na indústria do fim da rede (GD com perfil intermitente)

Violação: 🛑 Crítico

Fonte: Próprio autor.

Pode ser constatado que o cenário de 13,75 MW apresenta a melhor relação entre os maiores e menores valores de desequilíbrio nas barras de média e baixa tensão, se comparado aos demais cenários. Contudo, verifica-se que houve registros de violações na barra de média tensão, inclusive no caso base, apresentando desequilíbrio acima de 2 %, conforme já verificado na Figura 4.18.

Já a Figura 4.19 apresenta o desequilíbrio de tensão nas barras de média e baixa tensão na indústria em função do nível de penetração das GDs para cada cenário, mas dessa vez, considerando o perfil de geração *flat*.



Figura 4.19 – Desequilíbrio de tensão na indústria do fim da rede (GD com perfil *flat*): (a) barra de média tensão; (b) barra de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Num primeiro momento, assim como na Figura 4.18, a Figura 4.19 também apresenta uma redução da média do desequilíbrio de tensão para a maior parte dos cenários analisados se comparado ao caso base. Porém, nota-se que houve um aumento significativo do desequilíbrio a partir do cenário de 13,75 MW, chegando a atingir a média de 2,2 % no cenário de 27,5 MW, acima do limite de 2 % na barra de média segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021).

Esse aumento no desequilíbrio de tensão é decorrente do aumento de GDFV em níveis que aliviam significativamente a demanda da carga, em diversos instantes ao longo do dia. Assim, a medida em que há incremento no nível de penetração de GDFV na fase mais carregada da unidade consumidora, é possível identificar dois efeitos. Inicialmente há uma sinergia da geração para o alívio de carga em uma das fases, reduzindo o desequilíbrio. Posteriormente, a fase em que a GDFV está alocada na unidade consumidora passa a atender toda a carga, ou até mesmo injetar energia na rede, causando um novo desequilíbrio de tensão entre as fases. Logo, esse desequilíbrio que ocorre na rede de baixa tensão impacta na rede de média tensão e, consequentemente, nas barras da indústria.

A Tabela 4.18 apresenta os maiores e menores valores de desequilíbrio de tensão para cada cenário simulado, para as GDs com perfil de geração *flat*.

Tabela 4.18 – Desequilíbrio de tensão na indústria do fim da rede (GD com perfil <i>flat</i>)						
	Desequilíbrio	o na Barra de	Desequilíbrio na Barra de			
Penetração (MW)	Média Te	ensão (%)	Baixa Te	ensão (%)		
	Maior Valor	Menor Valor	Maior Valor	Menor Valor		
Caso Base (Sem GD)	2,412	1,493	2,411	1,498		
2,75	2,420	1,145	2,419	1,144		
5,5	2,428	0,841	2,427	0,841		
8,25	2,436	0,608	2,435	0,619		
11	2,444	0,505	2,443	0,508		
13,75	2,452	0,443	2,451	0,445		
16,5	2,460	0,542	2,459	0,545		
19,25	2,468	0,456	2,467	0,459		
22	2,476	0,444	2,475	0,447		
24,75	2,484	0,502	2,483	0,505		
27,5	3,730	0,574	3,698	0,576		

Violação: — Crítico

Nela, também é possível observar que houve violações na barra de média tensão, apresentando desequilíbrio acima de 2 % inclusive no caso base, bem como violação na barra de baixa tensão para o cenário de 27,5 MW, com registros acima de 3 %.

Diferente da indústria do meio da rede que possuía a menor média de desequilíbrio com um maior nível de penetração das GDs, se comparado a indústria do início da rede, aqui observa-se que a média do desequilíbrio de tensão foi menor com um nível de penetração menor em relação a indústria do início da rede. Por outro lado, o comportamento da dispersão dos dados de desequilíbrio de tensão em relação aos perfís de geração das GDs foi similar aos das indústrias do início e meio da rede.

4.5 REDE DE BAIXA TENSÃO – BARRA DO INÍCIO DA REDE

A Figura 4.20 apresenta a frequência relativa de vezes em que a tensões na barra SX3139366A.1, no início da rede de baixa tensão, estiveram nos níveis de tensão indicados

Fonte: Próprio autor.

no eixo das abscissas, iniciando em 0,99 pu até valores maiores que 1,05 pu. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando os perfis de geração intermitente e *flat*, além do caso base. Por sua vez, a Tabela 4.19 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.



Figura 4.20 – Tensão em regime permanente na barra do início da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*. Fonte: Próprio autor.

		egnie perman	chie na Dalla e		cio da i cuc uc b	
Ponotração (MW)	/	Maior	Menor		Maior	Menor
Telletração (14144)		Tensão (pu)	Tensão (pu)		Tensão (pu)	Tensão (pu)
Caso Base (Sem GD)	V	1,039	0,996	\bigvee	1,039	0,996
2,75	te	1,043	0,997		1,043	0,996
5,5	ten	1,047	0,996	-	1,047	0,996
8,25		1,052	0,996	Fla	1,052	0,996
11	Iter	1,057	0,996	E	1,057	0,996
13,75] II	1,060	0,996	Cer	1,060	0,996
16,5	erfi	1,062	0,996	m	1,062	0,996
19,25		1,063	0,995	00	1,063	0,996
22	om	1,063	0,995	B	1,063	0,995
24,75	D	1,065	0,995		1,065	0,995
27,5	9	1,066	0,995		1,066	0,971
	Vio	lação: 🛑 C	rítico	Pro	cário	

Tabela 4.19 – Tensão em regime permanente na barra do início da rede de baixa tensão

Referente a barra SX3139366A.1, no que concerne o parâmetro de tensão em regime permanente, pode ser observado na Figura 4.20 e Tabela 4.19 que o resultado da simulação do caso base indica que os níveis de tensão da barra podem ser classificados como sendo adequados segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), estando entre 0,93 pu e 1,05 pu, não havendo qualquer tipo de violação durante o intervalo de tempo simulado.

Por outro lado, a partir do momento em que as GDs são conectadas, tanto para o perfil de geração intermitente quanto *flat*, percebe-se o deslocamento da tensão para níveis cada vez maiores para cada cenário, já atingindo níveis precários, entre 1,05 pu e 1,06 pu, nos cenários de 8,25 MW e 11 MW, alcançando então níveis críticos a partir do cenário de 13,75 MW, acima de 1,06 pu.

A Figura 4.20 também indica que, para o perfil de geração *flat*, houve um aumento da frequência relativa de vezes em que as tensões na barra estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas da figura, em função da ausência de intermitência.

A Figura 4.21 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando os perfis de geração intermitente e *flat*, além do caso base. A Tabela 4.20 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.



Figura 4.21 - Fator de potência na barra do início da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil flat. Fonte: Próprio autor.

Tabela 4.20 – Fator de potência na barra do início da rede de baixa tensão						
Penetração (MW)		Maior FP	Menor FP		Maior FP	Menor FP
Caso Base (Sem GD)	\vee	0,970	0,970	V	0,970	0,970
2,75	te	0,971	0,775		0,971	0,774
5,5	ten	0,971	0,006		0,971	0,028
8,25	mi	0,973	0,002	Flai	0,973	0,003
11	Iter	0,989	0,0001	El 1	0,989	0,00005
13,75	l In	0,994	0,0002	Per	0,994	0,0003
16,5	erfi	0,996	0,002	m	0,996	0,005
19,25	I Pe	0,998	0,002	00	0,998	0,001
22	mo	0,998	0,001	B	0,998	0,001
24,75	D	0,999	0,0005		0,999	0,001
27,5	9	0,999	0,001		0,999	0,004

Legenda: - Violação

Fonte: Próprio autor.

Já em relação ao fator de potência, a análise da Figura 4.21 e Tabela 4.20 indica que não houve violação deste parâmetro para o caso base segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), estando todos os registros acima de 0,92. Por outro lado, verifica-se que a partir da conexão das GDs, já no cenário 2,75 MW, ocorrem uma série de violações de baixo fator de potência ao longo do dia.

Julga-se que a grande variação do fator de potência, verificada na Figura 4.21 e Tabela 4.20, após a conexão das GDs, pode ser compreendida em função da correlação que existe entre as potências ativa e reativa, apresentada no item 2.6.1, bem como do perfil de carga dos próprios consumidores. Uma vez que as GDs conectadas aos consumidores geram mais potência ativa ao longo do dia, há uma redução gradual do consumo de potência ativa da rede elétrica, havendo inclusive fluxo reverso em vários momentos do dia. Por outro lado, o consumo de potência reativa dos consumidores manteve-se praticamente inalterado, antes e após a conexão das GDs. Tal situação tem reflexo na redução significativa do fator de potência, podendo inclusive ser interpretado pela concessionária de energia como excedente de reativo. Logo, tendo em vista que o consumo de potência reativa não é influenciado após a conexão destas, verifica-se que o parâmetro de fator de potência pode ser diretamente impactado pelas GDs.

4.6 REDE DE BAIXA TENSÃO – BARRA DO MEIO DA REDE

A Figura 4.22 apresenta a frequência relativa de vezes em que a tensões na barra SX3104120B.1, no meio da rede de baixa tensão, estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas, iniciando em valores menores que 0,93 pu até valores maiores que 1,05 pu. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando os perfis de geração intermitente e *flat*, além do caso base. Por sua vez, a Tabela 4.21 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.



Figura 4.22 – Tensão em regime permanente na barra do meio da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*. Fonte: Próprio autor.

Benetrozão (MW) / Maior Menor / Maior Meno	r
$\mathbf{r} \in \mathbf{r} \in \mathbf{r} = $	- >
/ Iensao (pu) Iensao (pu) / Iensao (pu) Iensao (pu)
Caso Base (Sem GD) 0,994 0,883 0,994 0,883	
2,75 2 1,006 0,885 1,006 0,885	
5,5 5 1,018 0,884 1,018 0,88 4	
8,25 E 1,037 0,884 E 1,038 0,884	
11 2 1,054 0,883 2 1,054 0,883	
13,75 1,068 0,883 5 1,068 0,883	
16,5 1,080 0,882 E 1,080 0,883	
19,25 2 1,091 0,882 3 1,091 0,882	
22 5 1,100 0,881 7 1,100 0,882	
24,75 <u>Q</u> 1,108 0,881 1,108 0,882	
27,5 ^(U) 1,115 0,880 1,115 0,831	

Tabela 4.21 – Tensão em regime permanente na barra do meio da rede de baixa tensão

Violação: — Crítico — Precário

Fonte: Próprio autor.

Para a barra SX3104120B.1, referente ao parâmetro de tensão em regime permanente, pode ser observado na Figura 4.22 e Tabela 4.21 que o resultado da simulação do caso base já apresenta problemas de subtensão, conforme indicado na figura, com aproximadamente 79 % das medições realizadas ao longo do dia podendo ser classificadas como precárias segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), estando entre 0,87 pu e 0,92 pu.

A partir do momento em que as GDs são conectadas, tanto para o perfil de geração intermitente quanto *flat*, percebe-se o deslocamento da tensão para níveis cada vez maiores para cada cenário, começando a apresentar precariedade no cenário de 11 MW, entre 1,05 pu e 1,06 pu, e atingindo níveis críticos já a partir do cenário de 13,75 MW, acima de 1,06 pu.

Uma diferença que pode ser percebida na Figura 4.22, comparando os perfis de geração intermitente e *flat*, é que alguns níveis de tensão apresentaram uma maior frequência relativa em certos cenários que consideraram o perfil de geração *flat*, conforme indicado na figura. É o caso por exemplo do cenário de 8,25 MW, cujos níveis de tensão estiveram com maior frequência na faixa de 0,94 a 0,96 pu.

A Figura 4.23 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando os perfis de geração intermitente e *flat*, além do caso base. A Tabela 4.22 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.



Figura 4.23 – Fator de potência na barra do meio da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*. Fonte: Próprio autor.

Penetração (MW)		Maior FP	Menor FP		Maior FP	Menor FP
Caso Base (Sem GD)		0,970	0,970		0,970	0,970
2,75	te	0,970	0,775		0,970	0,774
5,5	ten	0,971	0,006		0,971	0,027
8,25	mi	0,974	0,002	Fla	0,974	0,003
11	Iter	0,990	0,0001	fil /	0,990	0,038
13,75	GD com Perfil In	0,994	0,002	Per	0,994	0,0002
16,5		0,996	0,010	m	0,996	0,009
19,25		0,997	0,003	00	0,997	0,006
22		0,998	0,023	G	0,998	0,003
24,75		0,999	0,0003		0,999	0,0002
27,5		0,999	0,004		1,000	0,004
Legenda: — Violação						

Tabela 4.22 - Fator de potência na barra do meio da rede de baixa tensão

Em relação ao fator de potência, a análise da Figura 4.23 e Tabela 4.22 indica um comportamento semelhante à barra SX3139366A.1, no início da rede. Para o caso base, todos

os registros apresentam-se acima de 0,92 não havendo violação segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021). Porém, conectando as GDs a partir do cenário de 2,75 MW, verifica-se uma série de violações de baixo fator de potência ao longo do dia.

Da mesma forma que na barra SX3139366A.1, no início da rede de baixa tensão, verifica-se que o impacto observado na grande variação do fator de potência ocorre em função da correlação que existe entre as potências ativa, que deixa de ser consumida da rede elétrica e passa a ser gerada pelas GDs, e reativa, que se mantém praticamente inalterada mesmo após a conexão das GDs. O reflexo apresenta-se na redução significativa do fator de potência, que pode ser interpretado pela concessionária de energia como excedente de reativo.

4.7 REDE DE BAIXA TENSÃO – BARRA DO FIM DA REDE

A Figura 4.24 apresenta a frequência relativa de vezes em que a tensões na barra SX3315860B.2, no fim da rede de baixa tensão, estiveram nos níveis de tensão indicados no eixo das abscissas, iniciando em valores menores que 0,93 pu até valores maiores que 1,05 pu. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando os perfis de geração intermitente e *flat*, além do caso base. Por sua vez, a Tabela 4.23 apresenta os maiores e menores valores das tensões registrados nessas simulações.



Figura 4.24 – Tensão em regime permanente na barra do fim da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*. Fonte: Próprio autor.

Tabela 4.23 –	Tensão em r	egime permar	ente na barra	do fim	da rede d	e baixa tensão

Penetração (MW)		Maior Tensão (pu)	Menor Tensão (pu)		Maior Tensão (pu)	Menor Tensão (pu)
Caso Base (Sem GD)		0,971	0,830		0,971	0,830
2,75	e	0,985	0,832		0,985	0,832
5,5	ten	0,997	0,832	-	0,997	0,832
8,25	mi	1,014	0,831	Fla	1,014	0,831
11	Iter	1,031	0,831	m Perfil /	1,032	0,831
13,75	erfil In	1,047	0,830		1,047	0,831
16,5		1,059	0,830		1,059	0,830
19,25	l Pe	1,069	0,829	00	1,069	0,830
22	om	1,077	0,828	B	1,077	0,829
24,75	D	1,084	0,828		1,084	0,829
27,5	9	1,089	0,827		1,089	0,708
Vielesčer — Critice — Description						

Violação: — Crítico — Precário

Fonte: Próprio autor.

Para a barra SX3315860B.2, referente ao parâmetro de tensão em regime permanente, pode ser observado na Figura 4.24 e Tabela 4.23 que o resultado da simulação do caso base indica um agravamento do problema de subtensão, o que já era esperado em se tratando de um sistema radial em que a tensão diminui ao longo da rede. Cerca de 85 % das medições feitas ao longo do dia, conforme indicado na figura, podem ser classificadas como precárias segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), estando entre 0,87 pu e 0,92 pu.

A partir do momento em que as GDs são conectadas, tanto para o perfil de geração intermitente quanto *flat*, percebe-se o deslocamento da tensão para níveis cada vez maiores para cada cenário, começando a apresentar precariedade no cenário de 16,5 MW, entre 1,05 pu e 1,06 pu, e atingindo níveis críticos a partir do cenário de 19,25 MW, acima de 1,06 pu.

Assim como ocorrido na barra do meio da rede, pode ser percebido conforme indicação na Figura 4.24 que alguns níveis de tensão tiveram maior frequência relativa para alguns cenários que consideraram o perfil de geração *flat*, como por exemplo o cenário de 11 MW, cujos níveis de tensão estiveram com maior frequência na faixa de 0,93 pu a 0,94 pu.

A Figura 4.25 apresenta a frequência relativa de vezes em que o fator de potência esteve nos níveis indicados no eixo das abscissas. Nela, estão representados os cenários de penetração das GDs considerando os perfis de geração intermitente e *flat*, além do caso base. A Tabela 4.24 apresenta os maiores e menores valores do fator de potência registrados nessas simulações.



Figura 4.25 – Fator de potência na barra do fim da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*. Fonte: Próprio autor.

		ator at potentia				
Penetração (MW)		Maior FP	Menor FP		Maior FP	Menor FP
Caso Base (Sem GD)	\vee	0,970	0,970		0,970	0,970
2,75	e	0,970	0,789		0,970	0,780
5,5	ten	0,971	0,002		0,971	0,002
8,25	mi	0,971	0,002	Flai	0,971	0,007
11	ter	0,980	0,001	El 1	0,982	0,00001
13,75	l In	0,990	0,001	Per	0,990	0,00002
16,5	rfi]	0,994	0,001	m	0,994	0,001
19,25	l Pe	0,996	0,001	[0]	0,996	0,005
22	om	0,997	0,005	G	0,997	0,003
24,75	D	0,998	0,004		0,998	0,005
27,5	5	0,998	0,0001		0,998	0,003
Legenda: 🛑 Violação						

Tabela 4.24 – Fator de potência na barra do fim da rede de baixa tensão

No que tange o fator de potência, a análise da Figura 4.25 e Tabela 4.24 também indica um comportamento semelhante à barra no início e meio da rede. Em relação ao caso

base, todos os registros apresentam-se acima de 0,92 não havendo violação segundo o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021). Porém, com a conexão das GDs a partir do cenário de 2,75 MW, verifica-se uma série de violações de baixo fator de potência ao longo do dia.

Assim como nas barras SX3139366A.1 e SX3104120B.1, no início e meio da rede de baixa tensão, entende-se que o impacto observado na grande variação do fator de potência pode ser compreendido em função da correlação que existe entre as potências ativa e reativa. As GDs conectadas aos consumidores passam a gerar mais potência ativa ao longo do dia, fazendo com que haja a redução do consumo de potência ativa oriunda da rede elétrica. Porém, o consumo de potência reativa mantém-se praticamente inalterado mesmo após a conexão das GDs. Esta circunstância reflete-se na redução significativa do fator de potência, que pode ser interpretado pela concessionária de energia como excedente de reativo.

4.8 REDE DE BAIXA TENSÃO – ANÁLISE GLOBAL

A Figura 4.26 apresenta o comportamento da rede elétrica no que tange as perdas técnicas ao longo de um dia, considerando as perdas em todos os elementos desde a saída da subestação principal, no início da rede, até o elemento mais distante desta, bem como em função do nível de penetração das GDs e dos perfis de geração intermitente e *flat*.



Figura 4.26 – Perdas técnicas ao longo da rede de baixa tensão: (a) GD com perfil intermitente; (b) GD com perfil *flat*. Fonte: Próprio autor.

Para cada cenário, além do caso base, está representada a dispersão dos dados de perdas técnicas registrados nas simulações. As caixas formadas pelo intervalo entre o primeiro quartil e o terceiro quartil representam 50 % dos valores do conjunto de dados. O segundo quartil, representado pela linha no interior das caixas, corresponde à média dos dados e sua posição revela a simetria ou assimetria da distribuição.

De modo geral, a Figura 4. 26a, correspondente aos cenários com inserção de GDs com perfil de geração intermitente, apresenta uma redução da média de perdas técnicas nos cenários analisados se comparado ao caso base, que é de aproximadamente 1480 kW. É possível verificar que à medida que o nível de penetração das GDs aumenta, há uma tendência de redução da média das perdas. Porém, essa tendência de redução ocorre até os cenários de 13,75 MW e 16,5 MW, chegando a aproximadamente 430 kW, e passa a aumentar a partir do cenário de 19,25 MW, mas mantendo-se ainda abaixo da média do caso base.

Por sua vez, a Figura 4.26b, correspondente aos cenários com inserção de GDs com perfil de geração *flat*, também apresenta uma redução da média de perdas para a maior parte dos cenários analisados se comparado ao caso base. Contudo, nota-se que houve um aumento significativo da média das perdas no cenário de 24,75 MW, chegando a aproximadamente 1510 kW no cenário de 27,5 MW.

Outro ponto que pode ser observado na Figura 4.26, refere-se à influência do perfil de geração das GDs na dispersão dos dados das perdas ao longo dos cenários. Nota-se que o perfil de geração intermitente tem uma influência direta numa maior dispersão dos dados nos intervalos interquartílicos fazendo com que o total de perdas ao longo do dia seja maior se comparado ao perfil de geração *flat*.

A Figura 4.27 tem por objetivo ajudar a verificar o comportamento das perdas técnicas ao longo do dia. A fim facilitar a compreensão, apenas alguns dos cenários estudados foram representados.



Figura 4.27 – Exemplo de perfil horário perdas técnicas ao longo da rede de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Assim, pode ser observado que ao longo do dia há uma maior redução das perdas entre os cenários mais próximos a 16,5 MW, contribuindo com o entendimento da Figura 4.26. Também é possível observar uma tendência de maior redução nos períodos entre 06:00 e 08:00, bem como entre 10:30 e 13:30. Julga-se que tal fato pode estar associado à relação do nível de geração das GDs, Figura 3.2, com as curvas de cargas dos consumidores, Figura 3.5.

Já a Tabela 4.25 apresenta os maiores e menores valores das perdas técnicas para cada cenário simulado.

Iuseiu						
Ponotração (MW)		Maior	Menor	/	Maior	Menor
I ellettação (IVI VV)		Perda (kW)	Perda (kW)		Perda (kW)	Perda (kW)
Caso Base (Sem GD)	V	1596,45	371,01	\vee	1596,45	371,01
2,75	te	1576,30	332,48		1576,30	332,48
5,5	ten	1570,16	237,77		1570,16	237,77
8,25	mi	1564,05	151,01	Fla	1564,05	151,01
11	Iter	1557,94	109,73	E	1557,94	109,73
13,75	lIn	1551,88	109,32	Per	1551,88	109,32
16,5	erfi	1545,82	114,87	m	1545,82	114,87
19,25	P	1539,79	104,84	C0)	1539,79	104,84
22	0m	1544,45	110,38	B	1544,45	110,38
24,75	D	1550,77	126,57		1550,77	126,57
27,5	9	1857,97	113,72		1921,03	113,72

Tabela 4.25 – Perdas técnicas ao longo da rede de baixa tensão

Através da verificação da Tabela 4.25, também é possível constatar que os cenários próximos a 16,5 MW apresentam uma melhor relação entre os maiores e menores valores de perdas.

A Figura 4.28 tem por objetivo ilustrar a influência do perfil de geração das GDs no comportamento do fluxo reverso ao longo do dia. Os dados apresentados foram observados na barra SX3139366A.1, no início da rede de baixa tensão, para o cenário de 16,5 MW. Destacase que este comportamento foi semelhante nas barras SX3104120B.1 e SX3315860B.2, no meio e fim da rede, também para os demais cenários de penetração de GDs.



Assim, é possível comprovar na figura 4.28a que em vários períodos do dia houve uma grande oscilação do fluxo reverso causado pelo perfil intermitente das GDs. Tal fato, ainda mais ocorrendo em diversos pontos ao longo da rede, tem impacto direto no sistema de controle e proteção da rede que pode não estar preparado para realizar todas as ações de controle necessárias para manter a integridade e qualidade de energia elétrica.

4.9 IMPACTO DAS TENSÕES NOS EQUIPAMENTOS DAS INDÚSTRIAS

Os equipamentos elétricos, tanto de controle quanto as cargas, são dimensionados considerando que estes estejam de acordo com uma série de parâmetros nominais que visam a operação adequada dos mesmos. Para cada parâmetro, são estabelecidos limites para que os equipamentos operem, atendendo a certas condições específicas, não devendo ultrapassar tais

limites sob pena de acarretar danos aos próprios equipamentos e comprometer os sistemas nos quais estes estejam instalados.

Logo, a Tabela 4.26 apresenta alguns níveis mínimos de tensão que impactam na operação de sistemas e equipamentos industriais, como motores por exemplo.

Tensão Mínima Admissível em Relação a Tensão Nominal	Efeitos
92 % 0,92 pu	Tensão mínima de acionamento de lâmpadas LED.
90 % 0,90 pu	Tensão mínima para que motores de indução forneçam de torque nominal.
85 % 0,85 pu	Tensão mínima de acionamento dos contatores de corrente alternada da classe 600 V ou abaixo.
76 % 0,76 pu	Os motores síncronos e de indução, trabalhando a 115 % da frequência nominal, pararão.
74 % 0,74 pu	Tensão mínima de acionamento para os contatores de corrente alternada, a ar, de alta tensão.
70,5 % 0,705 pu	Os motores de indução, trabalhando a plena carga, pararão.
70 % 0,70 pu	Tensão abaixo da qual desarmarão os contatores de corrente alternada da classe 600 V ou abaixo.
67 % 0,67 pu	Os motores síncronos, operados a plena carga, pararão.
53 % 0,53 pu	Tensão abaixo da qual desarmarão os contatores de corrente alternada, a ar, de alta tensão.

Tabela 4.26 – Tensão mínima admissível e seus efeitos

Fonte: Adaptado de (ABNT, 2013; ABNT, 2018; IEEE, 1997; IEEE, 2001; IEEE, 2007).

Através da análise da Tabela 4.26, é possível constatar que alguns dos níveis de tensão identificados nos subitens 4.2 a 4.4 podem trazer impactos aos sistemas industriais, tanto em relação a falhas de funcionamento de equipamentos quanto na redução significativa da vida útil destes.

Por exemplo, na indústria do fim da rede, os contatores de corrente alternada da classe 600 V ou abaixo ficarão impossibilitados de serem atuados em certos momentos do dia, posto que houve uma série de registros de tensão abaixo do limite de 0,85 pu, chegando inclusive a atingir 0,778 pu.

Os motores, por sua vez, são construídos para fornecer torque nominal quando alimentados pela tensão mínima de 0,90 pu ou máxima de 1,10 pu, conforme representação da Figura 4.29, ainda que não seja recomendado a operação prolongada nesses limites devido a problemas de sobreaquecimento.



Figura 4.29 – Limites de tensão e de frequência. Fonte: Adaptado de (ABNT, 2018).

Porém, considerando que nas indústrias do meio e fim da rede houveram tensões ainda menores que o limite mínimo normativo de 0,90 pu, 0,883 pu e 0,778 pu respectivamente, os motores podem apresentar problemas ainda mais severos, inclusive chegando muito próximo à possibilidade de pararem de operar conforme a Tabela 4.26.

As lâmpadas LED também estão sujeitas a impactos quanto ao seu funcionamento, pois as barras de baixa tensão das indústrias do meio e fim da rede apresentaram tensões abaixo do limite mínimo de 0,92 pu, com valores de 0,883 pu e 0,778 pu, respectivamente. Nessas condições, as lâmpadas estarão impossibilitadas de funcionar.

Desta forma, conclui-se que além dos problemas que os próprios equipamentos podem apresentar, os sistemas onde estes estão instalados também se tornam menos confiáveis e sujeitos a perturbações operacionais.

4.10 INFLUÊNCIA DO PERFIL DE GERAÇÃO DAS GDS NOS PERFIS DE TENSÃO MONITORADOS

A Figura 4.30 apresenta o comparativo do perfil de tensão ao longo do dia, observado numa das fases de média tensão das três indústrias para o cenário de 27,5 MW de penetração das GDs, sendo este o cenário que apresentou os resultados mais severos em relação aos limites de tensão estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), sendo: limite crítico, acima de 1,05 pu e abaixo de 0,90 pu, e limite precário, entre 0,90 pu e 0,93 pu. Ressalta-se que as demais fases não foram representadas pois o comportamento da tensão foi similar nas mesmas.



Fonte: Próprio autor.
De uma forma geral, pode ser observado que o sistema elétrico de média tensão da indústria instalada no fim da rede apresentou os maiores impactos em seus níveis de tensão, conforme Figura 4.29c, com vários problemas de subtensão, abaixo de 0,90 pu, e sobretensão, acima de 1,05 pu, ocorrendo ao longo do dia.

O problema da subtensão, que atinge níveis críticos abaixo de 0,90 pu em vários instantes do dia, ocorre fundamentalmente devido à queda de tensão ao longo dos ramais de distribuição das redes radiais típicas. Contudo, é possível constatar a influência do perfil de geração intermitente das GDs na alta variabilidade dos níveis de tensão ao longo do dia, ocorrendo inclusive várias violações de subtensão entre o período de 05:29 e 16:36, o que não ocorre com perfil de geração *flat*.

Já a sobretensão, que está diretamente ligada ao alto nível de penetração das GDs, ocorre em diversos momentos do dia e atinge níveis críticos, acima de 1,05 pu, entre o período de 06:27 e 14:40 para ambos os perfis de geração. Contudo, para o perfil de geração *flat*, observa-se que a tensão se manteve em patamares críticos por todo esse período de tempo.

Assim como a Figura 4.30, a Figura 4.31 também apresenta o comparativo do perfil de tensão ao longo do dia para o cenário de 27,5 MW de penetração das GDs, mas desta vez observado numa das fases de baixa tensão das três indústrias. Ressalta-se, também, que as demais fases não foram representadas pois o comportamento da tensão foi similar nas mesmas.



Figura 4.31 – Perfil da BT das indústrias: (a) início da rede; (b) meio da rede; (c) fim da rede. Fonte: Próprio autor.

Tal qual ocorrido na média tensão, o sistema elétrico de baixa tensão da indústria instalada no fim da rede também apresentou os maiores impactos em seus níveis de tensão, conforme Figura 4.30c, com alguns problemas de subtensão, abaixo de 0,87 pu, e sobretensão, acima de 1,06 pu, ocorrendo ao longo do dia.

Num contexto geral, é possível observar através das Figuras 4.30 e 4.31 que o perfil de geração intermitente das GDs causou uma alta variabilidade nos níveis de tensão do sistema elétrico das indústrias. Nesse sentido, verifica-se que esse tipo de perfil de geração pode trazer sérios problemas às indústrias, não apenas tecnicamente, mas também em função das limitações financeiras que as indústrias de menor porte possuem para investir em recursos que mitiguem tal ocorrência.

Por sua vez, a Figura 4.32 apresenta o perfil de tensão ao longo do dia observado numa das fases da barra do meio da rede de baixa tensão também para o cenário de 27,5 MW de penetração das GDs. Esta barra foi selecionada, dentre as demais barras monitoradas na rede de baixa tensão, por apresentar os resultados mais severos em relação aos limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021), sendo: limite crítico, acima de 1,06 pu e abaixo de 0,87 pu, e limite precário, entre 0,87 pu e 0,92 pu e 1,05 pu e 1,06 pu. Ademais, a fase V2 da barra não foi representada uma vez que o comportamento da tensão foi similar à da fase V1.



Figura 4.32 – Perfil de tensão do consumidor do meio da rede de baixa tensão. Fonte: Próprio autor.

Semelhantemente às figuras anteriores, também é possível constatar os diversos impactos nos níveis de tensão, ocorrendo vários registros críticos de sobretensão, acima de 1,06 pu, ao longo do dia.

No que tange as concessionárias de energia, também é possível constatar o impacto que o perfil de geração intermitente das GDs causa na alta variação dos níveis de tensão da rede elétrica como um todo, ratificando o entendimento exposto na seção 4.8 através da Figura 4.28. Considerando tal ocorrência em diversos pontos ao longo da rede, torna-se primordial que o sistema de controle e proteção esteja preparado para realizar as ações necessárias, e de forma otimizada, para manter a integridade e qualidade de energia elétrica fornecida aos consumidores.

4.11 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos nas simulações dos cenários sem e com diferentes níveis de penetração das GDs, comparando a influência dos perfis de geração intermitente e *flat*.

Foi visto o comportamento dos parâmetros de QEE nas indústrias instaladas no início, meio e fim da rede de média tensão, bem como em três barras da própria rede de baixa tensão, sendo uma no início, outra no meio e a última no fim da mesma.

Observou-se os impactos nos níveis de tensão das indústrias para os cenários com diferentes níveis de penetração das GDs, bem como o comportamento do desequilíbrio de tensão frente aos perfis de geração intermitente e *flat*.

Constatou-se os impactos da conexão das GDs nos níveis de tensão e no fator de potência dos consumidores da rede de baixa tensão em cada cenário.

Adicionalmente verificou-se a tendência de aumento das perdas técnicas no sistema elétrico para os cenários com maiores níveis de penetração das GDs, além do efeito do perfil intermitente no fluxo reverso das GDs.

Também se verificou os impactos dos níveis de tensão mais críticos, observados nos subitens 4.2 a 4.4, em relação aos efeitos no funcionamento dos equipamentos das indústrias quando em operação em tais níveis.

Por fim, verificou-se o comportamento da tensão ao longo do dia observado numa das fases de média e baixa tensão das três indústrias, além da barra SX3104120B.1 no meio da rede de baixa tensão, para o cenário de 27,5 MW de penetração das GDs, sendo este o cenário mais severo em relação aos limites de tensão estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021). Foi possível estabelecer a comparação dos perfis de geração intermitente e *flat* das GDs no comportamento das tensões ao longo do dia e ratificar que geração intermitente causa uma alta variação dos níveis de tensão dos sistemas elétricos das indústrias e da rede elétrica como um todo.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo principal analisar os impactos que as GDFVs alocadas na rede de baixa tensão provocam em indústrias da rede de média tensão no que tange a QEE. Foi utilizada a rede do caso teste 8.500 barras do IEEE no programa computacional OpenDSS, com a interface para a simulação dos diversos cenários sendo feita através do VBA. A fim de verificar o máximo de penetração de GD que poderia ser acomodada pela rede, o carregamento total do sistema foi aumentado até 60,5 % em relação ao transformador da subestação. O controle dos reguladores de tensão foi desconsiderado para permitir a verificação do comportamento da rede em seu estado natural. Foi considerada a instalação das GDs nos consumidores da rede de baixa tensão que possuíssem no mínimo 2 kW em pelo menos uma de suas fases. A simulação das GDs considerou dois perfis de geração em cada cenário, sendo um intermitente e outro *flat*. A rede original possuía apenas os consumidores da rede de baixa tensão, tendo sido necessário modelar as três indústrias na rede de média tensão que seriam monitoradas, sendo uma no início, outra no meio e a terceira no fim da rede. Como complemento deste estudo, os parâmetros de QEE da rede de baixa tensão também foram monitorados em três barras: SX3139366A.1 (início), SX3104120B.1 (meio) e SX3315860B.2 (fim).

Neste trabalho, foram simulados 21 cenários com carregamento da rede em 60,5 %, sendo eles: o caso base, e dez níveis de penetração das GDs variando de 2,75 MW até 27,5 MW, para os perfis de geração intermitente e *flat*. As simulações tiveram seus resultados analisados conforme a localização das três indústrias e das três barras da rede de baixa tensão, do ponto de vista do comprimento da rede. Os parâmetros de QEE analisados foram: Tensão em regime permanente, fator de potência e desequilíbrio de tensão nas barras de média e baixa tensão das três indústrias; tensão em regime permanente e fator de potência nas três barras da rede de baixa tensão; além da análise global das perdas técnicas e fluxo reverso na rede elétrica.

Para a indústria do início da rede verificou-se que a tensão em regime permanente das barras de média e baixa tensão estavam adequadas na simulação do caso base. Porém, algumas violações críticas, acima de 1,05 pu, começaram a surgir na barra de média a partir da conexão das GDs no cenário de 2,75 MW. Na barra de baixa tensão violações precárias, entre 1,05 e 1,06 pu, surgiram a partir do cenário de 8,25 MW e alcançaram níveis críticos no

cenário de 27,5 MW, com registros acima 1,06 pu. O fator de potência de ambas as barras não foi impactado em nenhum dos cenários, estando sempre acima de 0,92. A média do desequilíbrio de tensão apresentou uma tendência de redução em cada cenário se comparado ao resultado do caso base, saindo de aproximadamente 0,3375 % na barra de média tensão e 0,35 % na barra de baixa tensão para cerca de 0,18 % em ambas as barras no cenário de 16,5 MW. Não houve registro de violações deste parâmetro em nenhum dos cenários simulados. Foi possível observar a redução dos níveis de desequilíbrio ao longo do dia em função do nível de geração das GDs e do perfil de carga dos consumidores da rede de baixa tensão. Constatou-se que o perfil de geração intermitente teve influência na dispersão dos dados nos intervalos interquartílicos de desequilíbrio de tensão ao logo dos cenários se comparado ao perfil de geração *flat.* Ou seja, no perfil de geração intermitente o desequilíbrio de tensão é maior ao longo do dia.

Já para a indústria do meio da rede verificou-se que a tensão em regime permanente apresentou problemas de subtensão na simulação do caso base em vários instantes ao longo do dia, estando entre 0,90 e 0,93 pu na barra de média tensão e entre 0,87 e 0,92 pu na barra de baixa tensão. Com a conexão das GDs, algumas violações críticas, acima de 1,05 pu, começaram a surgir na barra de média a partir do Cenário de 13,75 MW. Na barra de baixa tensão violações precárias, entre 1,05 e 1,06 pu, surgiram nos cenários de 13,75 MW e 16,5 MW, alcançando níveis críticos a partir do cenário de 19,25 MW, com registros acima 1,06 pu. Assim como na indústria do início da rede, o fator de potência de ambas as barras também não foi impactado em nenhum dos cenários, estando sempre acima de 0,92. A média do desequilíbrio de tensão também apresentou uma tendência de redução em cada cenário se comparado ao resultado do caso base, reduzindo de aproximadamente 0,68 % para cerca de 0,35 % em ambas as barras no cenário de 19,25 MW, não havendo registro de violações deste parâmetro em nenhum dos cenários simulados. Também foi constatado que o perfil de geração intermitente teve influência na dispersão dos dados nos intervalos interquartílicos de desequilíbrio de tensão ao logo dos cenários, fazendo com que o desequilíbrio de tensão ao longo do dia fosse maior se comparado ao perfil de geração flat.

Por sua vez, na indústria do fim da rede verificou-se o agravamento dos níveis da tensão em regime permanente na simulação do caso base, estando abaixo de 0,90 pu na barra de média tensão e abaixo de 0,87 pu na barra de baixa tensão, em vários instantes ao longo do dia. Tal situação era esperada pois no fim da rede a indústria passa a ser atendida por níveis de tensão menores, devido à queda de tensão ao longo do alimentador. Com a conexão das GDs, houve uma melhora nos níveis de tensão, mas algumas violações críticas, acima de 1,05 pu,

começaram a surgir na barra de média a partir do cenário de 13,75 MW. Já na barra de baixa tensão, violações críticas, acima de 1,06 pu, surgiram a partir do cenário de 16,5 MW, demonstrando que o sistema elétrico da indústria do fim da rede foi a mais afetada com níveis críticos de tensão. Assim como nas demais indústrias, o fator de potência de ambas as barras não foi impactado em nenhum dos cenários, mantendo-se acima de 0,92 ao longo do dia. A média do desequilíbrio de tensão também apresentou uma tendência de redução em cada cenário se comparado ao resultado do caso base, reduzindo de aproximadamente 2,1 % para cerca de 1,15 % em ambas as barras no cenário de 13,75 MW. Contudo, em todos os cenários simulados, considerando o perfil de geração intermitente das GDs, verificou-se a violação deste parâmetro na barra de média tensão, com registros acima de 2 % em vários momentos ao longo do dia. Tal fato também foi verificado considerando o perfil de geração *flat*, com o acréscimo de violações na barra de baixa tensão no cenário de 27,5 MW, com desequilíbrio acima de 3 %. A influência do perfil de geração intermitente na dispersão dos dados nos intervalos interquartílicos de desequilíbrio de tensão também foi observada ao logo dos cenários, impactando no aumento do desequilíbrio de tensão ao longo do dia.

Para a barra SX3139366A.1, no início da rede de baixa tensão, verificou-se que a tensão em regime permanente estava adequada na simulação do caso base, estando entre 0,93 pu e 1,05 pu. Porém, algumas violações consideradas precárias, entre 1,05 e 1,06 pu, começaram a surgir a partir da conexão das GDs nos cenários de 8,25 MW e 11 MW, alcançando níveis críticos a partir do cenário de 13,75 MW, com registros acima 1,06 pu. O fator de potência sofreu uma série de violações ao longo dos cenários simulados com as GDs, ficando muito abaixo de 0,92 em vários instantes ao longo do dia. Tal situação ocorre pois o consumo de potência ativa oriunda da rede varia em função do nível de geração das GDs, ao passo que o consumo de potência reativa não é influenciado após a conexão desta. Assim, verifica-se que o parâmetro de fator de potência pode ser diretamente impactado pelas GDs.

Referente a barra SX3104120B.1, no meio da rede de baixa tensão, verificou-se que a tensão em regime permanente apresentou problemas de subtensão na simulação do caso base com cerca de 79 % das medições realizadas ao longo do dia estando entre 0,87 e 0,92 pu. A partir da conexão das GDs, houve o deslocamento da tensão para níveis cada vez maiores em cada cenário apresentando níveis precários no cenário de 11 MW, entre 1,05 pu e 1,06 pu, e atingindo níveis críticos já a partir do cenário de 13,75 MW, acima de 1,06 pu. Da mesma forma que na barra do início da rede, o fator de potência também foi impactado em todos os cenários simulados com as GDs, ficando muito abaixo de 0,92 em diversos instantes ao longo do dia.

Já para a barra SX3315860B.2, no fim da rede de baixa tensão, verificou-se que a tensão em regime permanente apresentou o agravamento dos problemas de subtensão na simulação do caso base com cerca de 85 % das medições realizadas ao longo do dia estando entre 0,87 e 0,92 pu. Tal situação já era esperada em se tratando de um sistema radial em que a tensão diminui ao longo da rede. A partir da conexão das GDs, houve o deslocamento da tensão para níveis cada vez maiores em cada cenário apresentando níveis precários, entre 1,05 pu e 1,06 pu, no cenário de 16,5 MW e atingindo níveis críticos, acima de 1,06 pu, já a partir do cenário de 19,25 MW. Da mesma forma que nas demais barras monitoradas na rede, o fator de potência também foi impactado em todos os cenários simulados com as GDs, ficando muito abaixo de 0,92 em diversos instantes ao longo do dia.

Em relação às perdas técnicas, verificou-se que houve uma tendência de redução da média das perdas, saindo de 1.480 kW no caso base para aproximadamente 430 kW nos cenários de 13,75 MW e 16,5 MW, voltando a aumentar a partir do cenário de 19,25 MW. Foi possível observar a influência do perfil de geração intermitente na dispersão dos dados nos intervalos interquartílicos das perdas, fazendo com que o total de perdas ao longo do dia seja maior se comparado ao perfil de geração *flat*. Outro ponto observado foi a relação da redução das perdas ao longo do dia em função do nível de geração das GDs e do perfil de carga dos consumidores da rede de baixa tensão, também influenciado pela quantidade e localização das diversas GDs ao longo da rede.

A análise do fluxo reverso e dos perfis de tensão observados numa das fases de média e baixa tensão das três indústrias, além da barra SX3104120B.1 no meio da rede de baixa tensão, para o cenário de 27,5 MW de penetração de GDs, permitiu a comparação do comportamento dos perfis de geração intermitente e *flat* das GDs nestes parâmetros e ratificou que a intermitência causou uma alta variação dos níveis de tensão dos sistemas elétricos das indústrias e da rede elétrica como um todo. Tal fato ocorrendo em diversos pontos ao longo da rede tende a impactar o sistema de controle e proteção que pode não estar preparado para realizar todas as ações de controle necessárias para manter a integridade e qualidade de energia elétrica.

Também foi possível verificar que vários dos níveis de tensão identificados nas indústrias do meio e fim de rede, principalmente, impactam o funcionamento dos seus equipamentos e fragilizam os sistemas onde estes estão instalados, podendo trazer várias perturbações operacionais. Além disso, apurou-se que o nível de carregamento da rede tem influência na quantidade de potência gerada pelas GDs que pode ser acomodada no sistema elétrico, de modo que os impactos venham a ser maiores nas redes com maior nível de carregamento.

Por fim, foi possível comprovar que as GDs presentes na rede de baixa tensão trouxeram impactos à QEE do sistema elétrico das indústrias montadas na rede de média tensão, tanto nas barras de média quanto nas barras de baixa tensão, bem como à própria rede de baixa tensão. Ademais, comprovou-se que para o perfil de geração intermitente das GDs, o desequilíbrio de tensão no sistema elétrico das indústrias foi maior, se comparado ao perfil de geração *flat*, além de ter causado uma alta variabilidade em seus níveis de tensão, podendo acarretar em sérios problemas técnicos e financeiros devido às limitações econômicas que as indústrias de menor porte possuem para investir em recursos que mitiguem tal ocorrência.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Através da simulação de uma rede real de distribuição com a modelagem das indústrias na rede de média tensão, foi possível avaliar alguns impactos da conexão das GDs nas indústrias e na própria rede de baixa tensão. Nesta seção são sugeridos alguns temas para dar continuidade ao estudo:

• Avaliar demais parâmetros de QEE, como distorção harmônica, variação de frequência e flutuação de tensão;

• Avaliar possíveis medidas mitigadoras para os cenários apresentados;

• Analisar o comportamento e propor melhorias no sistema de controle da rede elétrica frente aos efeitos da intermitência;

• Propor um sistema de controle para as indústrias adequado a um dos cenários apresentados;

• Propor um tutorial com metodologia para otimização do número de ações de proteção e controle frente aos cenários avaliados;

• Testar o modelo proposto em outras topologias.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB SACE. Technical Application Papers N°10 - Photovoltaic plants. Disponível em: https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1SDC007109G0202&Languag eCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. Acesso em: 21 set. 2019.

AFONSO, Talita de Araújo Santos Fernandes. Estudo comparativo dos ajustes das proteções entre concessionárias e avaliação dos impactos para uma rede real com geração distribuída fotovoltaica. Niterói, 2020. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Pós-Graduação Telecomunicações) _ Programa de em Engenharia Elétrica e Universidade Fluminense, Niterói, Telecomunicações, Federal 2020, doi: 10.22409/PPGEET.2020.m.11631271750.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Contribuições Nota Técnica n°0043/2010 – SRD/ANEEL. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/consultaspublicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p _p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p _p_col_id=column-

2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletport let_documentoId=1053&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletp ortlet_tipoFaseReuniao=fase&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPo rtletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 22 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Micro e MinigeraçãoDistribuída(REN 481/2012). Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>. Acesso em: 22 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Micro e MinigeraçãoDistribuída(REN 482/2012). Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 22 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Micro e MinigeraçãoDistribuída(REN 687/2015).Disponívelem:http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf. Acesso em: 22 set. 2019.2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). PRODIST - Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/modulo-8. Acesso em: 21 fev. 2021.

ALENCAR, Marina Valença; SOLER, Edilaine Martins; NEPOMUCENO, Leonardo; BALBO, Antonio Roberto e BAPTISTA, Edméa Cássia. Reducing the number of control actions in the discrete reactive optimal power flow. IEEE Latin America Transactions, IEEE, v. 18, n. 10, p. 1666-1674, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9387636.

ALMEIDA, Maria Fernanda Lopes. Análise dos distúrbios gerados por usinas fotovoltaicas em sistemas de distribuição de energia. Niterói, 2019. 156 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Elétrica – Escola de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.

AMERICAN PHYSICAL SOCIETY (APS). April 25, 1954: Bell Labs demonstrates the First practical silicon solar cell. APS News. Disponível em: <https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm#:~:text=April%2025 %2C%201954%3A%20Bell%20Labs,First%20Practical%20Silicon%20Solar%20Cell&text= Solar%20cells%2C%20which%20convert%20sunlight,to%20be%20of%20much%20use.>. Acesso em: 20 abr. 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). IEC/PAS 62612:2013 -Lâmpadas LED com dispositivo de controle incorporado para serviços de iluminação geral — Requisitos de desempenho. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 16150:2013 -Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 17094-1:2018 -Máquinas elétricas girantes. Parte 1: Motores de indução trifásicos – Requisitos. 2018 Versão Corrigida: 2018. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR IEC 62116:2012 -Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012.

BARBOSA, Paulo S. Franco; FILHO, Marcos de Almeida Leone; JUNIOR, Fernando A. de Almeida Prado e PIRES, João Rodolfo Côrtes. Um modelo de simulação do sistema elétrico nacional com presença de geração de renováveis intermitentes: Impactos operacionais, regulatórios e custos. In: XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Cigré-Brasil, 2015. Disponível em: https://www.xxvsnptee.com.br/acervo-tecnico/ >. Acesso em: 17 nov. 2019.

BAYER, Benjamin, MATSCHOSS, Patrick, THOMAS, Heiko e MARIAN, Adela. The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. Renewable Energy, Elsevier, v. 119, p. 129-141, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.11.045.

BORBA, Bruno Soares Moreira Cesar; HENRIQUE, Letícia Fritz e MALAGUETA, Diego Cunha. A novel stochastic optimization model to design concentrated photovoltaic/thermal systems: A case to meet hotel energy demands compared to conventional photovoltaic system. Energy Conversion and Management, Elsevier, v. 224, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113383.

DIAS, César Luiz de Azevedo; BRANCO, David Alves Castelo; AROUCA, Maurício Cardoso e LEGEY, Luiz Fernando Loureiro. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. Renewable Energy, Elsevier, v. 114, p. 367-375, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.07.033.

DOUSA, Thomas. E. Wyndham Hulme's classification of the attributes of books: On an early model of a core bibliographical entity. Knowledge Organization, v. 44, n. 8, p. 592-604, 2017, doi: 10.5771/0943-7444-2017-8-592.

ELETROPAULO. Cálculo de Demanda Rede para Acréscimo de Novas Cargas na Rede de Distribuição de Baixa Tensão, 2018. Disponível em: https://www.eneldistribuicaosp.com.br/Padroes%20Normas%20Tecnicas%20Espec/NT-2018.pdf >. Acesso em: 28 jul. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Metodologia: Projeção de curva de carga horária, 2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicaco-476/NT%20Metodologia%20Proje%C3%A7%C3%A30%20Carga%20Hor%C3%A1ria_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2020.

ENEL Distribuição. Especificação Técnica nº. 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás / Enel Distribuição Rio. Normas Técnicas | Enel, 2018. Disponível em: <https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR.pdf>. Acesso em: 28 set. 2019.

FARIA, Haroldo; TRIGOSO, Federico e CAVALCANTI, João. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, v. 75, p. 469–475, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.076.

FATIMA, Samar; PÜVI, Verner e LEHTONEN, Matti. Review on the PV hosting capacity in distribution networks. Energies, MDPI, v. 13(18), 2020, doi: 10.3390/en13184756.

FERRAZ, Renan Teófilo e CODICEIRA, Alcides. Diversificação da matriz de energias renováveis no Brasil: O desenvolvimento das novas fontes de 2010 a 2016. Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada, v. 2, n. 4, p. 110-117, 2017, doi: 10.25286/repa.v2i4.890.

GABDULLIN, Yesbol; XERRI, Carmel; AZZOPARDI, Brian; CILIA, Karl e PORTELLI, George. Solar photovoltaics penetration impact on a low voltage network a case study for the island of Gozo, Malta. In: 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, 2018, p. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2018.8585974.

GARFI, Oumaïma; ALOUI, Helmi e CHAKER, Nadia. Impacts of photovoltaic power source intermittence on a distribution network. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), IAES Journal, v. 9, n. 6, p. 5134-5142, 2019, doi: 10.11591/ijece.v9i6.pp5134-5142.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. Disponível em: https://site.ieee.org/pestestfeeders/resources/>. Acesso em: 02 set. 2019.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 242-2001 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book). New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2001, doi: 10.1109/IEEESTD.2001.93369.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 399-1997 - IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (Brown Book). New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1997, doi: 10.1109/IEEESTD.1998.88568.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 493-2007 -Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book). New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007, doi: 10.1109/IEEESTD.2007.380668.

KABIRI, Roozbeh; HOLMES, Donald Grahame e MCGRATH, Brendan. Voltage regulation of LV feeders with high penetration of PV distributed generation using electronic tap changing transformers. In: 2014 AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (AUPEC), 2014, Perth. Anais... Perth: Engineers Australia, 2014, p. 1-6, doi: 10.1109/AUPEC.2014.6966635.

KATIRAEI, Farid e AGÜERO, Julio Romero. Solar PV integration challenges. IEEE Power & Energy Magazine, IEEE, v. 9, n. 3, p. 62-71, 2011, doi: 10.1109/MPE.2011.940579.

KUROKAWA, Kosuke e IKKI, Osamu. The Japanese experiences with national PV system programmes. Solar Energy, Elsevier, v. 70, p. 457-466, 2001, doi: 10.1016/S0038-092X(00)00141-9.

LEONARDO, Murilo e VIEIRA, José Carlos. Análise de perdas em sistemas de distribuição na presença de GDs. In: XX CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2014, Belo Horizonte. Anais... Belo Horizonte: SBA - Sociedade Brasileira de Automática, 2014, p. 2354-2360. Disponível em: http://www.swge.inf.br/CBA2014/anais/artigos.html. Acesso em: 8 jun. 2019.

LIGHT. Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA - Até Classe 36,2 kV. Normas Técnicas | Recon, 2018. Disponível em:

http://www.light.com.br/Repositorio/Recon/ENG_0002_Informacao_Tecnica_DTE_DTP% 201.pdf>. Acesso em: 28 set. 2019.

MACIEL, Renan; CAMPELLO, Thomas; SILVA, Milon; BORBA, Bruno; FRITZ, Leticia; FERREIRA, Vitor; ZAMBOTI, Marcio e CORREIA, Weules. DG impact evaluation on LV distribution grids using AMI data: a Brazilian case study. In: 24th INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2017, Glasgow. Anais... Glasgow: CIRED, 2017. v. 2017, p. 1699-1702, doi: 10.1049/oap-cired.2017.1284.

MASSON, Gaëtan; KAIZUKA, Izumi; DETOLLENAERE, Alice; DONOSO, Jose; WETTER, July Van e JÄGER-WALDAU, Arnulf. 2020 - Snapshot of global photovoltaic markets: technical report, Paris: IEA PVPS, 2020. Disponível em: http://solcelleforening.dk/wp-content/uploads/2020/05/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf>. Acesso em: 2 set. 2020.

MEHIGAN, Laura; DEANE, John Paul; GALLACHÓIR, Brian e BERTSCH, Valentin. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. Energy, Elsevier, v. 163, p. 822-836, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.08.022. 2018.

TANG, N. C. and CHANG, G. W. A stochastic approach for determining PV hosting capacity of a distribution feeder considering voltage quality constraints. In: 18TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER (ICHQP), 2018, Ljubljana. Anais... Ljubljana: IEEE, 2018, p. 1-5, doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378864.

PINHO, João Tavares e GAUDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para Sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014. 530 p.

PORTAL SOLAR. Tipos de painel solar fotovoltaico. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 15 out. 2020.

RIBEIRO, Tiago Pinheiro; ARAÚJO, Munique Freire de; PEREIRA, Aleksandro Maick e MONTEIRO, Paulo Roberto Duailibe. Comparison of industrial substation arrangements. IEEE Latin America Transactions, IEEE, v. 18, n. 10, p. 1834-1841, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9387675.

SADEGHIAN, Hamidreza e WANG, Zhifang. A novel impact-assessment framework for distributed PV installations in low-voltage secondary networks. Renewable Energy, Elsevier, v. 147, p. 2179-2194, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.117.

SANTOS, Mariana Goulart dos. Análise da viabilidade da implementação da geração fotovoltaica compartilhada em consumidores residenciais. Niterói, 2017. 86 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Elétrica – Escola de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017.

SCHEFTELOWITZ, Mattes; BECKER, Raik e THRÄN, Daniela. Improved power provision from biomass: A retrospective on the impacts of German energy policy. Biomass and Bioenergy, Elsevier, v. 111, p. 1-12, 2018, doi: 10.1016/j.biombioe.2018.01.010.

SCHMIETENDORF, Katrin; PEINKE, Joachim e KAMPS, Oliver. The impact of turbulent renewable energy production on power grid stability and quality. The European Physical Journal B., v. 90, n. 222, 2017, doi: 10.1140/epjb/e2017-80352-8.

SCHNEIDER, K. P.; MATHER, B. A.; PAL, B. C.; TEN, C.-W.; SHIREK, G. J.; ZHU, H.; FULLER, J. C.; PEREIRA, J. L. R.; OCHOA, L. F.; ARAUJO, L. R. de; DUGAN, R. C.; MATTHIAS, S.; PAUDYAL, S.; MCDERMOTT, T. E. e KERSTING, W. Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, v. 33, n. 3, p. 3181-3188, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2760011.

SHENG, Wanxing; LIU, Keyan; PEI, Hongyan; LI, Yunhua; JIA, Dongli e DIAO, Yinglong. A fast reactive power optimization in distribution network based on large random matrix theory and data analysis. Applied Sciences, MDPI, v. 6(6), 2016, doi: 10.3390/app6060158.

SMITH, Jeff; DUGAN, Roger e SUNDERMAN, Wes. Distribution modeling and analysis of high penetration PV. In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, p. 1-7, doi: 10.1109/PES.2011.6039765.

SOLANKI, Sarika Khushalani; RAMACHANDRAN, Vaidyanath e SOLANKI, Jignesh. Steady State analysis of high penetration PV on utility distribution feeder. In: PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION 2012, 2012, Orlando. Anais... Orlando: IEEE, 2012, p. 1-6, doi: 10.1109/TDC.2012.6281716.

SOMARIN, Hasan Mousavi e PARVARI, Ramin. Micro-grid stabilizer design using sliding mode controller. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, v. 116, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105519.

SOUZA, André Nunes de; JUNIOR, Pedro da Costa; OLIVEIRA, Renato de; ZAGO, Maria Goretti; PAPA, João Paulo e GASTALDELLO, Danilo Sinkiti. Algoritmos para estimar curvas de cargas a partir de padrões de hábitos de consumo. In: DINCON'10 - 9TH BRAZILIAN CONFERENCE ON DYNAMICS, CONTROL AND THEIR APPLICATIONS, 2010, Serra Negra. Anais... Serra Negra: SBMAC - Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional, 2010, p. 775-781. Disponível em: http://arquivo.sbmac.org.br/dincon/trabalhos/PDF/energy/68877.pdf>. Acesso em: 8 ago. 2019.

TEKPETI, Browh Serge; KANG, Xiaoning e HUANG, Xinghua. Fault analysis of solar photovoltaic penetrated distribution systems including overcurrent relays in presence of fluctuations. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, v. 100, p. 517-530, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.03.003.

TONKOSKI, Reinaldo; TURCOTTE, Dave e EL-FOULY, Tarek. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. IEEE Transactions on Sustainable Energy, IEEE, v. 3, n. 3, p. 518-527, 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2191425.

VIEIRA, Caio Ribeiro; SAMPAIO, Raimundo Furtado; LEÃO, Ruth Pastôra Saraiva; RIBEIRO, Siomara Durand Costa; MEDEIROS, Eudes Barbosa de; SILVA, Karlos Daniel Menezes e GARCIA, Filipe Ribeiro Parente. Análise do fluxo de potência e do fator de potência no sistema elétrico de distribuição de um campus universitário com a inserção da geração solar fotovoltaica. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2018, Gramado. Anais... Gramado: Associação Brasileira de Energia Solar, 2018. Disponível em: https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/71. Acesso em: 13 dez. 2019.

APÊNDICES

Nesta seção é apresentado o código desenvolvido em VBA para interface de simulação da variação do nível de penetração das GDs, os novos códigos adicionados no programa OpenDSS e um relatório do programa ETAP contendo o resumo do carregamento e demanda da indústria considerada neste trabalho.

A1.CÓDIGO EM VBA PARA INTERFACE COM O OPENDSS

Módulo "mdlAuxiliar"

Sub Export Monitors(ipvCase As Integer) 'Arquivos dos Monitores Call MoveFile("\IEEE8500u Mon linhapv tpx138645b0 power 1.CSV", "\MONITORS", "\IEEE8500u Mon linhapv tpx138645b0 power 1 " & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon linhapv tpx138645b0 voltage 1.CSV", "\MONITORS", "\IEEE8500u Mon linhapv tpx138645b0 voltage 1 " & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon linhapv tpx226264795a0 power 1.CSV", "\MONITORS", "\IEEE8500u Mon linhapv tpx226264795a0 power 1 " & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon linhapv tpx226264795a0 voltage 1.CSV", "\MONITORS", "\IEEE8500u Mon linhapv tpx226264795a0 voltage 1 " & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon linhapv tpx2223664050b0 power 1.CSV", "\MONITORS", "\IEEE8500u Mon linhapv tpx2223664050b0 power 1 " & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon linhapv tpx2223664050b0 voltage 1.CSV". "\MONITORS", "\IEEE8500u Mon_linhapv_tpx2223664050b0_voltage_1_" & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u_Mon_lnb100-1_power_1.CSV", "\IEEE8500u Mon lnb100-1 power 1 " & "\MONITORS", *ipvCase* & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon lnb100-1 voltage 1.CSV", "\MONITORS", "\IEEE8500u Mon lnb100-1 voltage 1 " & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon lnb200-1 power 1.CSV", "\IEEE8500u Mon lnb200-1 power 1 " "\MONITORS", & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon lnb200-1 voltage 1.CSV" "\IEEE8500u_Mon lnb200-1 voltage 1 " "\MONITORS", ipvCase & & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon lnb300-1 power 1.CSV", "\IEEE8500u Mon lnb300-1 power 1 " "\MONITORS", & ipvCase & "pv.CSV") Call MoveFile("\IEEE8500u Mon lnb300-1 voltage 1.CSV",

"\MONITORS", "\I	EEE8500u Mon lnb300-1 voltage 1 "	&	ipvCase	&				
"pv.CSV")	0		1					
Call MoveFile("\IEEE8	500u_Mon_lnm100-1_power_1.CSV", _							
"\MONITORS", "\I	EEE8500u_Mon_lnm100-1_power_1_"	&	ipvCase	&				
"pv.CSV")								
Call MoveFile("\IEEE8:	500u_Mon_lnm100-1_voltage_1.CSV", _							
"\MONITORS", "\I	EEE8500u_Mon_lnm100-1_voltage_1_"	&	ipvCase	&				
"pv.CSV")								
Call MoveFile("\IEEE8:	500u_Mon_lnm200-1_power_1.CSV", _							
"\MONITORS", "\I	EEE8500u_Mon_lnm200-1_power_1_"	&	ipvCase	&				
"pv.CSV")								
Call MoveFile("\IEEE8:	500u_Mon_lnm200-1_voltage_1.CSV", _							
"\MONITORS", "\I	EEE8500u_Mon_lnm200-1_voltage_1_"	&	ipvCase	&				
"pv.CSV")								
Call MoveFile("\IEEE8:	500u_Mon_lnm300-1_power_1.CSV", _							
"\MONITORS", "\I	EEE8500u_Mon_lnm300-1_power_1_"	&	ipvCase	&				
"pv.CSV")								
Call MoveFile("\IEEE8:	500u_Mon_lnm300-1_voltage_1.CSV", _							
"\MONITORS", "\I	EEE8500u_Mon_lnm300-1_voltage_1_"	&	ipvCase	&				
"pv.CSV")								
Call MoveFile("\IEEE8500u_Mon_m1_1.CSV",								
"\MONITORS", "\IEEE8500u_Mon_m1_1_" & ipvCase & "pv.CSV")								
End Sub								

Sub MoveFile(fileAtual As String, fName As String, fileNovo As String) 'Mode excel para outra pasta

Dim FSO Dim sFolder As String Dim dFolder As String Dim FileToDelete As String

sFolder = Application.ActiveWorkbook.path dFolder = Application.ActiveWorkbook.path & fName

'Verifica se arquivo existe, se sim ele é deletado FileToDelete = dFolder & fileNovo If FileExists(FileToDelete) Then 'See above 'First remove readonly attribute, if set SetAttr FileToDelete, vbNormal 'Then delete the file Kill FileToDelete End If

Name sFolder & fileAtual As dFolder & fileNovo

End Sub

Function FileExists(ByVal FileToTest As String) As Boolean

' Verifica de arquivo existe
FileExists = (Dir(FileToTest) <> "")
End Function

Módulo "mdlControle"

Option Explicit

Sub Caixadeseleção15_Clique() ' Controle de todos os casos de penetração

Dim wsMenu As Worksheet Dim iRow As Integer

'Instanciando planilha

Set wsMenu = Worksheets("Menu")

'Colocando verdadeiro em todas as células de casos

If wsMenu.Cells(36, 1).Value = "Verdadeiro" Then wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 19").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 18").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 6").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 7").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 8").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 9").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 10").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 11").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 12").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 13").OLEFormat.Object.Value = 1 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 14").OLEFormat.Object.Value = 1 ElseIf wsMenu.Cells(36, 1).Value = "Falso" Then wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 19").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 18").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 6").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 7").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 8").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 9").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 10").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 11").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 12").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 13").OLEFormat.Object.Value = 0 wsMenu.Shapes("Caixa de seleção 14").OLEFormat.Object.Value = 0 End If

End Sub

Módulo "mdlGerarCenarios"

Option Explicit

Public Dssobj As OpenDSSengine.DSS Public DssText As OpenDSSengine.Text Public DssCircuit As OpenDSSengine.Circuit Public DssSolution As OpenDSSengine.Solution Public DssControlQueue As OpenDSSengine.CtrlQueue Public DssCmath As OpenDSSengine.CmathLib Public DssCktElement As OpenDSSengine.CktElement Public DssPDElement As OpenDSSengine.PDElements Public DssBus As OpenDSSengine.Bus

Public Sub Run_Losses() 'Exporta os relatórios de perdas

Set Dssobj = New OpenDSSengine.DSS Set DssText = Dssobj.Text Set DssCircuit = Dssobj.ActiveCircuit Set DssSolution = DssCircuit.Solution Set DssControlQueue = DssCircuit.CtrlQueue Set DssCmath = Dssobj.CmathLib Set DssPDElement = DssCircuit.PDElements

Dim FSO As New FileSystemObject Dim path As String Dim wsMenu As Worksheet Dim iCases As Integer Dim ipvCase As Integer Dim pvCase As String Dim iTempo As Integer Dim iNumber As Integer

Set wsMenu = Worksheets("Menu")

'Desabilitando alertas Application.DisplayAlerts = False

'Cria pasta para o estudo path = Application.ActiveWorkbook.path & "\LOSSES" If Not FSO.FolderExists(path) Then FSO.CreateFolder path End If

'Cria pasta dos casos
For iCases = 1 To 11
If wsMenu.Cells(24 + iCases, 1) = "Verdadeiro" Then
ipvCase = (iCases - 1) * 10
path = Application.ActiveWorkbook.path & "\LOSSES\" & ipvCase & "PV"
If Not FSO.FolderExists(path) Then
FSO.CreateFolder path
End If

End If Next iCases 'Mensagem do sistema wsMenu.Range("H15") = "... Iniciando processo ..." 'Loop nos casos desejados For iCases = 1 To 11If wsMenu.Cells(24 + iCases, 1) = "Verdadeiro" Then 'Caso de penetração ipvCase = (iCases - 1) * 10pvCase = "Generators " & ipvCase & ".DSS" 'Loop nos instantes iNumber = 1For iTempo = 1 To 28'Criando o circuito DssText.Command = "Clear" DssText.Command = "cd " & Application.ActiveWorkbook.path DssText.Command = "New Circuit.IEEE8500u" DssText.Command = "~ pu=1.05 r1=0 x1=0.001 r0=0 x0=0.001" 'Chamando os arquivos DssText.Command = "Redirect LineCodes2.DSS" DssText.Command = "Redirect Triplex Linecodes.DSS" DssText.Command = "Redirect Lines.DSS" DssText.Command = "Redirect Transformers.DSS" DssText.Command = "Redirect LoadXfmrs.dss" DssText.Command = "Redirect Triplex Lines.DSS" DssText.Command = "Redirect LoadShape.dss" If iCases > 1 Then DssText.Command = "Redirect " & pvCase End If DssText.Command = "Redirect UnbalancedLoads.DSS" DssText.Command = "!Redirect Capacitors.dss" DssText.Command = "!Redirect CapControls.dss" DssText.Command = "Redirect Regulators.DSS" 'Tensões bases DssText.Command = "Set VoltageBases = [115, 12.47, 0.48, 0.208]" DssText.Command = "Calcvoltagebases" 'Coornenadas das barras do circuito DssText.Command = "Buscoords Buscoords.DSS" 'Inserindo energymeter DssText.Command = "New Energymeter.m1 Line.ln5815900-1 1" 'Inserindo monitores DssText.Command = "New Monitor.m1 Line.ln5815900-1 1"

	DssText.Command = "Redirect MonitorPower.dss" DssText.Command = "Redirect MonitorVoltage.dss"				
	'Método de solução do sistema DssText.Command = "Set Maxiterations=20" DssText.Command = "Set Mode = daily" DssText.Command = "Set stepsize = 30s" DssText.Command = "Set Number = " & iNumber DssText.Command = "Solve"				
	'Relatórios DssText.Command = "Export losses"				
	'Enviando relatório para outra pasta Call MoveFile("\IEEE8500u_EXP_LOSSES.CSV", _ "\LOSSES\" & ipvCase & "PV", _ "\IEEE8500u_EXP_LOSSES_" & ipvCase & "pv_" & iNumber &				
".CSV")					
instante " & _	'Mensagem do Sistema wsMenu.Range("H15") = " Caso com " & ipvCase & " % de PV no				
_	iNumber & " completado"				
N Enc Next i	' Próximo instante de simulação iNumber = iNumber + 60 Jext iTempo I If Cases				
' Mens	sagem do Sistema				
wsMe	nu.Range("H15") = ""				
'Habil Applio	itando alertas cation.DisplayAlerts = True				
End Sub					
Public S 'Exporta	ub Run_Seqvoltage() os relatórios de desequilíbrio				
Set De Set De Set De Set De Set De Set De Set De	ssobj = New OpenDSSengine.DSS ssText = Dssobj.Text ssCircuit = Dssobj.ActiveCircuit ssSolution = DssCircuit.Solution ssControlQueue = DssCircuit.CtrlQueue ssCmath = Dssobj.CmathLib ssPDElement = DssCircuit.PDElements				

Dim FSO As New FileSystemObject

```
Dim path As String
Dim wsMenu As Worksheet
Dim iCases As Integer
Dim ipvCase As Integer
Dim pvCase As String
Dim iTempo As Integer
Dim iNumber As Integer
Set wsMenu = Worksheets("Menu")
'Desabilitando alertas
Application.DisplayAlerts = False
'Cria pasta para o estudo
path = Application.ActiveWorkbook.path & "\SEQVOLTAGE"
If Not FSO.FolderExists(path) Then
  FSO.CreateFolder path
End If
'Cria pasta dos casos
For iCases = 1 To 11
  If wsMenu.Cells(24 + iCases, 1) = "Verdadeiro" Then
    ipvCase = (iCases - 1) * 10
    path = Application.ActiveWorkbook.path & "\SEQVOLTAGE\" & ipvCase &
    If Not FSO.FolderExists(path) Then
      FSO.CreateFolder path
    End If
  End If
Next iCases
'Mensagem do sistema
wsMenu.Range("H15") = "... Iniciando processo ..."
'Loop nos casos desejados
For iCases = 1 To 11
  If wsMenu.Cells(24 + iCases, 1) = "Verdadeiro" Then
    'Caso de penetração
    ipvCase = (iCases - 1) * 10
    pvCase = "Generators " & ipvCase & ".DSS"
    'Loop nos instantes
    iNumber = 1
    For iTempo = 1 To 28
       'Criando o circuito
       DssText.Command = "Clear"
      DssText.Command = "cd " & Application.ActiveWorkbook.path
       DssText.Command = "New Circuit.IEEE8500u"
       DssText.Command = "~ pu=1.05 r1=0 x1=0.001 r0=0 x0=0.001"
```

"PV"

126

'Chamando os arquivos DssText.Command = "Redirect LineCodes2.DSS" DssText.Command = "Redirect Triplex Linecodes.DSS" DssText.Command = "Redirect Lines.DSS" DssText.Command = "Redirect Transformers.DSS" DssText.Command = "Redirect LoadXfmrs.dss" DssText.Command = "Redirect Triplex Lines.DSS" DssText.Command = "Redirect LoadShape.dss" If iCases > 1 Then DssText.Command = "Redirect " & pvCase End If DssText.Command = "Redirect UnbalancedLoads.DSS" DssText.Command = "!Redirect Capacitors.dss" DssText.Command = "!Redirect CapControls.dss" DssText.Command = "Redirect Regulators.DSS" 'Tensões bases DssText.Command = "Set VoltageBases = [115, 12.47, 0.48, 0.208]" DssText.Command = "Calcvoltagebases" 'Coornenadas das barras do circuito DssText.Command = "Buscoords Buscoords.DSS" 'Inserindo energymeter DssText.Command = "New Energymeter.m1 Line.ln5815900-1 1" 'Inserindo monitores DssText.Command = "New Monitor.m1 Line.ln5815900-1 1" DssText.Command = "Redirect MonitorPower.dss" DssText.Command = "Redirect MonitorVoltage.dss" 'Método de solução do sistema DssText.Command = "Set Maxiterations=20" DssText.Command = "Set Mode = daily" DssText.Command = "Set stepsize = 30s"DssText.Command = "Set Number = " & iNumber DssText.Command = "Solve" 'Relatórios DssText.Command = "Export sequences" 'Enviando relatório para outra pasta Call MoveFile("\IEEE8500u EXP SEQVOLTAGES.CSV", "\SEQVOLTAGE\" & ipvCase & "PV". "\IEEE8500u_EXP_SEQVOLTAGES " & ipvCase & "pv " & iNumber & ".CSV") ' Mensagem do Sistema wsMenu.Range("H15") = "... Caso com " & ipvCase & " % de PV no

instante " &

```
iNumber & " completado ..."

' Próximo instante de simulação

iNumber = iNumber + 60

Next iTempo

End If

Next iCases
```

' Mensagem do Sistema wsMenu.Range("H15") = ""

'Habilitando alertas Application.DisplayAlerts = True

End Sub

Public Sub Run_Monitor() 'Exporta os relatórios dos monitores Set Dssobj = New OpenDSSengine.DSS Set DssText = Dssobj.Text Set DssCircuit = Dssobj.ActiveCircuit Set DssSolution = DssCircuit.Solution Set DssControlQueue = DssCircuit.CtrlQueue Set DssCmath = Dssobj.CmathLib Set DssPDElement = DssCircuit.PDElements

Dim FSO As New FileSystemObject Dim path As String Dim wsMenu As Worksheet Dim iCases As Integer Dim ipvCase As Integer Dim pvCase As String

Set wsMenu = Worksheets("Menu")

'Desabilitando alertas Application.DisplayAlerts = False

```
'Cria pasta para o estudo
path = Application.ActiveWorkbook.path & "\MONITORS"
If Not FSO.FolderExists(path) Then
FSO.CreateFolder path
End If
```

'Mensagem do sistema wsMenu.Range("H15") = "... Iniciando processo ..."

'Loop nos casos desejados
For iCases = 1 To 11
If wsMenu.Cells(24 + iCases, 1) = "Verdadeiro" Then

'Caso de penetração ipvCase = (iCases - 1) * 10pvCase = "Generators " & ipvCase & ".DSS" 'Criando o circuito DssText.Command = "Clear" DssText.Command = "cd " & Application.ActiveWorkbook.path DssText.Command = "New Circuit.IEEE8500u" DssText.Command = "~ pu=1.05 r1=0 x1=0.001 r0=0 x0=0.001" 'Chamando os arquivos DssText.Command = "Redirect LineCodes2.DSS" DssText.Command = "Redirect Triplex Linecodes.DSS" DssText.Command = "Redirect Lines.DSS" DssText.Command = "Redirect Transformers.DSS" DssText.Command = "Redirect LoadXfmrs.dss" DssText.Command = "Redirect Triplex Lines.DSS" DssText.Command = "Redirect LoadShape.dss" If iCases > 1 Then DssText.Command = "Redirect " & pvCase End If DssText.Command = "Redirect UnbalancedLoads.DSS" DssText.Command = "!Redirect Capacitors.dss" DssText.Command = "!Redirect CapControls.dss" DssText.Command = "Redirect Regulators.DSS" 'Tensões bases DssText.Command = "Set VoltageBases = [115, 12.47, 0.48, 0.208]" DssText.Command = "Calcvoltagebases" 'Coornenadas das barras do circuito DssText.Command = "Buscoords Buscoords.DSS" 'Inserindo energymeter DssText.Command = "New Energymeter.m1 Line.ln5815900-1 1" 'Inserindo monitores DssText.Command = "New Monitor.m1 Line.ln5815900-1 1" DssText.Command = "Redirect MonitorPower.dss" DssText.Command = "Redirect MonitorVoltage.dss" 'Método de solução do sistema DssText.Command = "Set Maxiterations=20" DssText.Command = "Set Mode = daily" DssText.Command = "Set stepsize = 30s"DssText.Command = "Set Number = 1621" DssText.Command = "Solve" 'Relatórios

DssText.Command = "Export monitor all"

'Enviando relatório para outra pasta Call Export_Monitors(ipvCase)

' Mensagem do Sistema wsMenu.Range("H15") = "... Caso com " & ipvCase & " % completado ..."

End If Next iCases

' Mensagem do Sistema wsMenu.Range("H15") = ""

'Habilitando alertas Application.DisplayAlerts = True

End Sub

Public Sub Run_Meter() 'Exporta os relatórios do medidor de energia

Set Dssobj = New OpenDSSengine.DSS Set DssText = Dssobj.Text Set DssCircuit = Dssobj.ActiveCircuit Set DssSolution = DssCircuit.Solution Set DssControlQueue = DssCircuit.CtrlQueue Set DssCmath = Dssobj.CmathLib Set DssPDElement = DssCircuit.PDElements

Dim FSO As New FileSystemObject Dim path As String Dim wsMenu As Worksheet Dim iCases As Integer Dim ipvCase As Integer Dim pvCase As String

Set wsMenu = Worksheets("Menu")

'Desabilitando alertas Application.DisplayAlerts = False

'Cria pasta para o estudo
path = Application.ActiveWorkbook.path & "\METERS"
If Not FSO.FolderExists(path) Then
FSO.CreateFolder path
End If

'Mensagem do sistema wsMenu.Range("H15") = "... Iniciando processo ..." 'Loop nos casos desejados For iCases = 1 To 11If wsMenu.Cells(24 + iCases, 1) = "Verdadeiro" Then 'Caso de penetração ipvCase = (iCases - 1) * 10pvCase = "Generators " & ipvCase & ".DSS" 'Criando o circuito DssText.Command = "Clear" DssText.Command = "cd " & Application.ActiveWorkbook.path DssText.Command = "New Circuit.IEEE8500u" DssText.Command = "~ pu=1.05 r1=0 x1=0.001 r0=0 x0=0.001" 'Chamando os arquivos DssText.Command = "Redirect LineCodes2.DSS" DssText.Command = "Redirect Triplex Linecodes.DSS" DssText.Command = "Redirect Lines.DSS" DssText.Command = "Redirect Transformers.DSS" DssText.Command = "Redirect LoadXfmrs.dss" DssText.Command = "Redirect Triplex Lines.DSS" DssText.Command = "Redirect LoadShape.dss" If iCases > 1 Then DssText.Command = "Redirect " & pvCase End If DssText.Command = "Redirect UnbalancedLoads.DSS" DssText.Command = "!Redirect Capacitors.dss" DssText.Command = "!Redirect CapControls.dss" DssText.Command = "Redirect Regulators.DSS" 'Tensões bases DssText.Command = "Set VoltageBases = [115, 12.47, 0.48, 0.208]" DssText.Command = "Calcvoltagebases" 'Coornenadas das barras do circuito DssText.Command = "Buscoords Buscoords.DSS" 'Inserindo energymeter DssText.Command = "New Energymeter.m1 Line.ln5815900-1 1" 'Inserindo monitores DssText.Command = "New Monitor.m1 Line.ln5815900-1 1" DssText.Command = "Redirect MonitorPower.dss" DssText.Command = "Redirect MonitorVoltage.dss" 'Método de solução do sistema DssText.Command = "Set Maxiterations=20" DssText.Command = "Set Mode = daily" DssText.Command = "Set stepsize = 30s" DssText.Command = "Set Number = 1621" DssText.Command = "Solve"

'Relatórios DssText.Command = "Export Meters"

'Enviando relatório para outra pasta Call MoveFile("\IEEE8500u_EXP_METERS.CSV", "\METERS", "\IEEE8500u_EXP_METERS_" & ipvCase & "pv.CSV")

> ' Mensagem do Sistema wsMenu.Range("H15") = "... Caso com " & ipvCase & " % completado ..."

End If Next iCases

' Mensagem do Sistema wsMenu.Range("H15") = ""

'Habilitando alertas Application.DisplayAlerts = True

End Sub

A2. CÓDIGO OPENDSS TRANSFORMADORES DAS INDÚSTRIAS

New Transformer.Trafo_Industria1 phases=3 windings=2 buses=(M100, L100) conns=(delta wye) kvs=(12.47, 0.48) kvas=(2000, 2000) xhl=5.666 %r=0.979

New Transformer.Trafo_Industria2 phases=3 windings=2 buses=(M200, L200) conns=(delta wye) kvs=(12.47, 0.48) kvas=(2000, 2000) xhl=5.666 %r=0.979

New Transformer.Trafo_Industria3 phases=3 windings=2 buses=(M300, L300) conns=(delta wye) kvs=(12.47, 0.48) kvas=(2000, 2000) xhl=5.666 %r=0.979

A3. CÓDIGO OPENDSS CARGAS DAS INDÚSTRIAS

	New	Load.i	ndustria1	phases=3	Bus1=L101.1.2.3	kv=0.48	status=variable
mode	el=1 co	nn=wye	kW=1549	pf=0.9595	daily=LoadShape_	ind	
	New	Load.i	ndustria2	phases=3	Bus1=L201.1.2.3	kv=0.48	status=variable
mode	el=1 co	nn=wye	kW=1549	pf=0.9595	daily=LoadShape_	ind	
	New	Load.i	ndustria3	phases=3	Bus1=L301.1.2.3	kv=0.48	status=variable
mode	el=1 co	nn=wye	kW=1549	pf=0.9595	daily=LoadShape_	ind	

A4. CÓDIGO OPENDSS BARRAS DAS INDÚSTRIAS

Barras Média Industrias

M100 1691274.1401290, 12273545.2409990 !industria1 conecta na barra M4362177

M200 1677487.47925186, 12269148.0498273 !industria2 conecta na barra M1089131 !nova barra MEIO

M300 1663025.94093435, 12282462.9006550 !industria3 conecta na barra M1009807

!Barras Baixa Industrias

L100, 1691274.1401296, 12273545.2409994 !industria1

L101, 1691274.1401298, 12273545.2409996 !industria1

L200, 1673488.37012813, 12266442.2117448 !industria2

L201, 1673488.37012815, 12266442.2117450 !industria2

L300, 1663025.94093439, 12282462.9006557 !industria3

L301, 1663025.94093441, 12282462.9006559 !industria3

A5. ETAP - RESUMO DA GERAÇÃO TOTAL, CARREGAMENTO E DEMANDA DAS INDÚSTRIAS

Project: ETAP Page: 7 Location: 12.6.0H Date: 09-2	9-22-2020
Contract. SN:	
Engineer: Study Case: LF Revision: Base	ase
Filename: Trabalho2trafo Config.: Non	iormal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	96 PF
Source (Swing Buses):	1.549	0.455	1.615	95.95 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	1.549	0.455	1.615	95.95 Lagging
Total Motor Load:	1.483	0.825	1.697	87.38 Lagging
Total Static Load:	0.034	-0.466	0.467	7.35 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.032	0.095		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 2