

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MATHEUS SOUZA E SILVA

**IMPACTOS DA ALTA INJEÇÃO DE POTÊNCIA ADVINDAS DA GERAÇÃO
DISTRIBUIDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

FLORIANÓPOLIS, 2025.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MATHEUS SOUZA E SILVA

**IMPACTOS DA ALTA INJEÇÃO DE POTÊNCIA ADVINDAS DA GERAÇÃO
DISTRIBUIDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto,
Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Silva, Matheus Souza e
IMPACTOS DA ALTA INJEÇÃO DE POTÊNCIA ADVINDAS DA GERAÇÃO
DISTRIBUIDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO / Matheus Souza e
Silva; orientação de Edison Antonio Cardoso Aranha
Neto. – Florianópolis, SC, 2025.
112 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) – Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Geração Distribuída. 2. Qualidade da Energia.
3. Geração Fotovoltaica. 4. Sistemas de Distribuição.
I. Antonio Cardoso Aranha Neto, Edison. II. Instituto Federal
de Santa Catarina. III. IMPACTOS DA ALTA INJEÇÃO
DE POTÊNCIA ADVINDAS DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA NA REDE
DE DISTRIBUIÇÃO.

IMPACTOS DA ALTA INJEÇÃO DE POTÊNCIA ADVINDAS DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

MATHEUS SOUZA E SILVA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 24 de Fevereiro, 2025.

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, D. Eng.
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina
Orientador

Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina

Prof. Marco Aurelio Moreira Saran, M. Eng.
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina

Dedico este trabalho de conclusão de curso à minha família e a todas as pessoas que estiveram ao meu lado, oferecendo apoio e incentivo, e que foram fundamentais ao longo desses anos de graduação.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria expressar minha mais profunda gratidão aos meus pais, Tarsilla Almeida e Souza e Marcos Paulo Silva, que nunca mediram esforços para investir em minha educação, desde pequeno estudando nas melhores escolas. Fico muito feliz em ter conseguido concluir esse ciclo e dar esse orgulho para vocês. Essa vitória é nossa! Obrigado por tudo, amo muito vocês!

Gostaria de agradecer a minha Tia, Melissa Almeida e Souza, que me acolheu e ainda me acolhe com muito amor e carinho em Florianópolis, durante todos esses anos de graduação. Junto com meus afilhados, Pedro e Gabriel, foram minha família na cidade e meu suporte durante todo esse tempo, sem vocês nada disso teria acontecido. Sou eternamente grato por acompanhar o crescimento de vocês e muito orgulhoso de ver que estão se tornando meninos/homens maravilhosos em todos os sentidos. Muito obrigado Tia Mê, por me proporcionar tudo isso e por me dar a oportunidade de conhecer essa cidade que hoje sou completamente apaixonado, amo vocês!

Agradecer a minha avó, Maria Lucinda, o grande amor da minha vida, que se mudou para Florianópolis também durante minha graduação. É minha grande parceira e amiga durante todo esse tempo, meu suporte emocional e quem cuida de mim em todos os aspectos. Te amo, vovó!

Agradecer ao meu avô, Willy Cardoso, que mesmo de longe sempre esteve presente e solícito a ajudar com qualquer coisa que eu precisasse. Muito obrigado, Vovô! Amo você.

Agradecer ao meu Moção, Brenda Marques Figueiredo, que eu conheci durante a minha graduação e que foi extremamente essencial nesses últimos anos, acreditando em mim, mais do que eu mesmo. Te amo amor, muito obrigado pelo apoio!

Agradecer aos diversos grandes amigos que fiz durante essa caminhada (Corki, Lulu, Teteu, Luquinhas, Lima, Tarifão, Joca, Hendrick, Sacasseira, André, Bernardo, Tarcys, Pedrinho e Zorândio). Vocês me acolheram da melhor maneira e me mostraram o quanto é bom viver aqui.

Agradecer aos meus amigos e colegas de curso (Kauan, Wéllinton, Kaique, Luiz, Vand e Mito) por terem compartilhado comigo os desafios (trabalhos, estudos, provas...) e os momentos de alegria dessa graduação. Impossível não se lembrar dos intervalos jogando cartas “três cartas sempre dá tempo”.

Agradecer minhas primas-irmãs (Izabella e Mayara) que mesmo de longe sempre acreditaram em mim e me ofereceram todo suporte necessário para conseguir concluir esse ciclo. Obrigado por tudo! Amo vocês.

Não poderia deixar de agradecer minhas irmãs (Lorena e Maria Clara), que são meu combustível para ser uma pessoa cada vez melhor. Viver e ver vocês crescendo de longe foi com certeza um dos meus maiores desafios durante esse tempo de graduação. Minha maior saudade diária, Amo muito vocês!

Deixo registrado minha gratidão a todos os professores que tive ao longo desses anos de graduação, vocês foram essenciais para a minha formação, em especial ao meu orientador, Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, por estar sempre disponível quando precisei e por ter tido bastante paciência comigo durante todo o processo de realização do TCC.

Agradeço aos membros da banca de apresentação, professor Tenfen e o professor Saran, por terem aceitado avaliar o meu trabalho e contribuírem para o meu aprendizado.

E por fim, agradeço aos meus amigos e colegas da Engevix e a todas as pessoas que conheci durante esse período e que de certa forma fizeram parte dessa caminhada.

Todo esse apoio foi fundamental para o meu crescimento acadêmico e pessoal. Que esta seja uma das muitas conquistas que estão por vir. MUITO OBRIGADO!

RESUMO

Com o crescimento acelerado adjunto ao grande potencial existente da implementação de geração distribuída (GD) no Brasil e no mundo, assuntos envolvendo impactos positivos e negativo deste tipo de geração estão cada vez mais presentes no setor elétrico. A fim de entender melhor esses impactos, além de proporcionar uma implementação da geração distribuída de forma mais otimizada possível (onde os impactos positivos sejam maiores que os impactos negativos), é que estudos acerca desse tema tornam-se imprescindíveis nos tempos atuais. Devido à grande parte da geração distribuída no Brasil ser composta por solar fotovoltaica, boa parte dos impactos gerados pela alta injeção de potência advindas de geração distribuída no país são relacionados aos níveis de irradiação. Com isso, este trabalho visa apresentar um levantamento dos impactos já conhecidos na literatura, acerca da alta injeção de potência advindas da alta implementação de geração distribuída, e complementar apresentando um estudo de caso teórico, onde foi modelado um sistema de distribuição radial, composto por uma geração centralizada, e implementados, neste sistema, três cenários distintos de injeção de potência advindas da GD, onde o objetivo foi extrair os resultados dos parâmetros de perfil de tensão nas barras, fluxo de potência nas linhas e perdas totais no sistema, para que pudesse ser feita uma análise do comportamento desses parâmetros frente as variações de potência injetada pela GD, proposta por cada cenário, e por fim analisar quais impactos esse sistema foi acometido.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Qualidade da Energia. Geração Fotovoltaica. Sistemas de Distribuição.

ABSTRACT

With the rapid growth alongside the great potential for the implementation of distributed generation (DG) in Brazil and worldwide, discussions about the positive and negative impacts of this type of generation are becoming increasingly present in the electric sector. In order to better understand these impacts and enable the most optimized implementation of distributed generation possible (where positive impacts outweigh negative ones), studies on this topic have become essential in the current times. Since a large portion of distributed generation in Brazil consists of photovoltaic solar energy, many of the impacts caused by the high-power injection from distributed generation in the country are related to irradiation levels. In this context, this study aims to present a survey of the impacts already documented in the literature regarding the high-power injection resulting from the widespread implementation of distributed generation. Additionally, it seeks to complement this analysis by presenting a theoretical case study, in which a radial distribution system, composed of centralized generation, was modeled. In this system, three distinct scenarios of power injection from DG were implemented, with the objective of extracting the results of voltage profile parameters at the buses, power flow in the lines, and total system losses. This analysis allows for an evaluation of the behavior of these parameters in response to variations in the power injected by DG in each scenario. Finally, the study assesses the impacts experienced by the system.

Keywords: Distributed generation. Power quality. Photovoltaic Generation. Distribution Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz energética brasileira em 2025	16
Figura 2 - Evolução da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil	17
Figura 3 – Exemplo de Diagrama Unifilar de Sistema Elétrico de Potência radial	23
Figura 4 - Exemplo da transição de geração centralizada para a geração distribuída	24
Figura 5 – Dados referentes as modalidades de geração distribuída no Brasil até 2023	26
Figura 6 – Média anual do total diário da irradiação global horizontal no Brasil.....	29
Figura 7 - Perfil de tensão de um alimentador com carga convencional	38
Figura 8 - Perfil de tensão de um alimentador com alta penetração de GD	38
Figura 9 - Funcionamento das perdas no sistema elétrico brasileiro	41
Figura 10 - Dia de carga líquida mais baixa do CAISO a cada primavera (mar-mai, 2015-2023).....	43
Figura 11 - Composição da tarifa de energia elétrica (Valores médios do Brasil).....	45
Figura 12 - Exemplo taxaço solar (grupo DII).....	48
Figura 13 - Modelo Case33bw (IEEE).....	49
Figura 14 - Divisão das áreas para realização das simulações do Case33bw.....	52
Figura 15 – Código com dados da subestação (geração centralizada) inseridas no OpenDSS.....	61
Figura 16 - Código com dados das linhas de distribuição inseridas no OpenDSS.....	62
Figura 17 - Código com dados das cargas inseridas no OpenDSS	63
Figura 18 - Linhas de código utilizadas por cada simulação do cenário 1	64
Figura 19 - Linhas de código utilizadas por cada simulação do cenário 2	65
Figura 20 - Linhas de código utilizadas por cada simulação do cenário 3	66
Figura 21 - Código para realizar os cálculos da simulação no OpenDSS	67
Figura 22 - Código para demonstrar resultados	67
Figura 23 - Comportamento da tensão em função da distância, cenário 1	69
Figura 24 - Comportamento da tensão em função da distância, cenário 2	72
Figura 25 - Comportamento da tensão em função da distância, cenário 3	74
Figura 26 - Comportamento das tensões nas barras em relação ao sistema base (sem GD) para as simulações do cenário 1	78
Figura 27 - Barras do case33bw com subtensão precária	79
Figura 28 – Comportamento das perdas conforme foi aumentando a injeção de potência advindas da geração distribuída implementada, cenário 1.....	82

Figura 29 - Comportamento das tensões nas barras em relação ao sistema base (sem GD) para as simulações do cenário 2	84
Figura 30 - Comportamento das perdas conforme foi aumentando a injeção de potência advindas da geração distribuída implementada, cenário 2.....	88
Figura 31 - Comportamento das tensões nas barras em relação ao sistema base (sem GD) para as simulações do cenário 3	90
Figura 32 - Comportamento das perdas conforme foi aumentando a injeção de potência advindas da geração distribuída implementada, cenário 3.....	95
Figura 33 – Comparação dos cenários, envolvendo os aumentos nos valores das tensões nas barras com a implementação da GD	97
Figura 34 – Comportamento das perdas, conforme foi sendo injetado mais potência, advindas da GD implementada	100

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente (PRODIST – Módulo 8).....	37
Quadro 2 - Porcentagem da taxa progressiva a ser cobrada pela TUSD fio B	47
Quadro 3 - Parâmetros de demanda (Case33bw).....	50
Quadro 4 - Parâmetros das linhas (Case33bw)	50
Quadro 5 – Resultado perfil de tensões nas barras, simulações do cenário 1.....	68
Quadro 6 - Resultado comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 1	69
Quadro 7 - Resultado das perdas no sistema, simulações do cenário 1.....	70
Quadro 8 – Resultado perfil de tensões nas barras, simulações do cenário 2.....	71
Quadro 9 - Resultado comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 2	72
Quadro 10 - Resultado das perdas no sistema, simulações do cenário 2.....	73
Quadro 11 – Resultado perfil de tensões nas barras, simulações do cenário 3.....	73
Quadro 12 - Resultado comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 3	75
Quadro 13 - Resultado das perdas no sistema, simulações do cenário 3.....	76
Quadro 14 – Resumo das simulações e das linhas onde ocorreram inversão de fluxo, cenário 1	80
Quadro 15 - Carregamento das linhas em relação ao circuito sem GD, simulações do cenário 1	80
Quadro 16 - Relação Perdas x Demanda Total das Cargas do Sistema, cenário 1	82
Quadro 17 – Resumo das simulações e das linhas onde ocorreram inversão de fluxo, cenário 2.....	85
Quadro 18 – Carregamento das linhas em relação ao circuito sem GD, simulações do cenário 2	86
Quadro 19 - Relação Perdas x Demanda Total das Cargas do Sistema, cenário 2	88
Quadro 20 – Barras que apresentaram sobretensão crítica, com as implementações de GD proposta pelo cenário 3	90
Quadro 21 – Resumo das simulações e das linhas onde ocorreram inversão de fluxo, cenário 3.....	92
Quadro 22 - Carregamento das linhas em relação ao circuito sem GD, simulações do cenário 3	92
Quadro 23 – Linhas com aumento de carregamento preocupante, cenário 3.....	93

Quadro 24 - Relação Perdas x Demanda Total das Cargas do Sistema, cenário 3	95
Quadro 25 – Resumo da quantidade de linhas que sofreram inversão de fluxo, de cada cenário	98
Quadro 26 – Linhas que apresentaram um aumento significativo do carregamento em relação ao circuito sem GD, simulação 12.....	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
EMUC	Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Solar Fotovoltaica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PRODIST	Procedimentos de Rede de Distribuição de Energia Elétrica
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
UG	Unidade Geradora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Justificativa	18
1.2	Definição do Problema	19
1.3	Objetivo Geral.....	20
1.4	Objetivos Específicos	20
1.5	Estrutura do Trabalho.....	20
2	REVISÃO DA LITERATURA	22
2.1	Geração distribuída	22
2.1.1	Micro e Minigeração do sistema de distribuição	24
2.1.2	Modalidades de geração distribuída	25
2.1.2.1	<i>Autoconsumo Local.....</i>	<i>26</i>
2.1.2.2	<i>Autoconsumo Remoto.....</i>	<i>26</i>
2.1.2.3	<i>Geração Compartilhada</i>	<i>27</i>
2.1.2.4	<i>EMUC (Condomínio).....</i>	<i>27</i>
2.1.3	Sistema de Compensação de Energia Elétrica	27
2.2	Possíveis impactos da GD fotovoltaica na rede de distribuição	28
2.2.1	Possíveis Impactos Positivos	28
2.2.1.1	<i>Maior diversificação da matriz energética</i>	<i>29</i>
2.2.1.2	<i>Redução da demanda energética</i>	<i>30</i>
2.2.1.3	<i>Minimizar impactos ambientais</i>	<i>31</i>
2.2.1.4	<i>Postergar investimentos na rede de transmissão</i>	<i>32</i>
2.2.1.5	<i>Diminuição de perdas no sistema de transmissão</i>	<i>33</i>
2.2.2	Possíveis Impactos Negativos	34
2.2.2.1	<i>Fluxo reverso de potência</i>	<i>35</i>
2.2.2.2	<i>Sobretensão.....</i>	<i>36</i>
2.2.2.3	<i>Flutuação de tensão (subtensão).....</i>	<i>39</i>
2.2.2.4	<i>Possível aumento de perdas no sistema de distribuição</i>	<i>40</i>
2.2.2.5	<i>Curva de pato.....</i>	<i>42</i>
2.3	Lei 14.300/2022 - Marco Legal da micro e minigeração de energia no Brasil.	44
3	METODOLOGIA	49
3.1	Sistema Teórico	49
3.2	Software OpenDSS (Open Distribution System Simulator).....	51
3.3	Cenários.....	51
3.3.1	Descrição cenário 1	53
3.3.2	Descrição cenário 2	55
3.3.3	Descrição cenário 3	59
3.4	Implementação do Case33bw no OpenDSS	61
3.5	Implementação da GD no OpenDSS.....	63
3.5.1	Códigos utilizados para implementação de GD no OpenDSS do cenário 1	64
3.5.2	Códigos utilizados para implementação de GD no OpenDSS do cenário 2	65
3.5.3	Códigos utilizados para implementação de GD no OpenDSS do cenário 3	65
4	RESULTADOS	67

4.1	Simulações cenário 1	67
4.1.1	Resultados do perfil de tensão das simulações do cenário 1.....	68
4.1.2	Comportamento do fluxo de potência cenário 1	69
4.1.3	Perdas no sistema cenário 1	70
4.2	Simulações cenário 2	70
4.2.1	Resultados do perfil de tensão das simulações do cenário 2.....	70
4.2.2	Comportamento do fluxo de potência cenário 2.....	72
4.2.3	Perdas no sistema cenário 2.....	73
4.3	Simulações cenário 3	73
4.3.1	Resultados do perfil de tensão das simulações do cenário 3.....	73
4.3.2	Comportamento do fluxo de potência cenário 3.....	75
4.3.3	Perdas no sistema cenário 3.....	75
5	ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS	77
5.1	Análise dos resultados das simulações do cenário 1	77
5.1.1	Análise do comportamento das tensões nas barras, simulações do cenário 1	77
5.1.2	Análise do comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 1	79
5.1.3	Análise do comportamento das perdas no sistema, simulações do cenário 1	81
5.2	Análise dos resultados das simulações do cenário 2	83
5.2.1	Análise do comportamento das tensões nas barras, simulações do cenário 2	83
5.2.2	Análise do comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 2	85
5.2.3	Análise do comportamento das perdas no sistema, simulações do cenário 2	87
5.3	Análise dos resultados das simulações do cenário 3	89
5.3.1	Análise do comportamento das tensões nas barras, simulações do cenário 3	89
5.3.2	Análise do comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 3	91
5.3.3	Análise do comportamento das perdas no sistema, simulações do cenário 3	94
5.4	Comparação das análises realizadas sobre os cenários propostos...96	
5.4.1	Comparação das análises dos comportamentos das tensões nas barras, envolvendo as simulações dos cenários 1, 2 e 3	96
5.4.2	Comparação das análises dos fluxos de potência nas linhas do sistema, envolvendo as simulações dos cenários 1, 2 e 3	98
5.4.3	Comparação das análises dos comportamentos das perdas do sistema, envolvendo as simulações dos cenários 1, 2 e 3	100
6	CONCLUSÃO	102
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	105
	REFERÊNCIAS	107

1 INTRODUÇÃO

Não é novidade que energia elétrica é essencial para a sociedade moderna, sendo necessária tanto para atividades cotidianas, como tomar um café ao acordar (utilizando uma cafeteira elétrica), quanto para procedimentos avançados, como fazer uma cirurgia de alta complexidade. Nos tempos atuais, sua disponibilidade impacta diretamente a qualidade de vida da população. Além disso, ter uma grande capacidade de geração de energia elétrica, se torna um dos pré-requisitos para o desenvolvimento econômico de qualquer país no mundo todo. Pois, todas grandes atividades que envolvem uma base sólida e progressista da economia de um país (como: indústrias, agronegócio, transporte, extração, construção civil etc.) tem como uma de suas matrizes principais a utilização da energia elétrica (Naruto, 2017).

Considerando o atual cenário de gerações centralizadas de energia elétrica no Brasil, segundo dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) apresentados na Figura 1, as matrizes energéticas do país são compostas por aproximadamente 77% advindas de energias renováveis (tendo destaque majoritário das UHEs com quase 50%) e o resto de energia térmica utilizada de forma estratégica para melhor operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) (ANEEL, 2025).

Figura 1 – Matriz energética brasileira em 2025

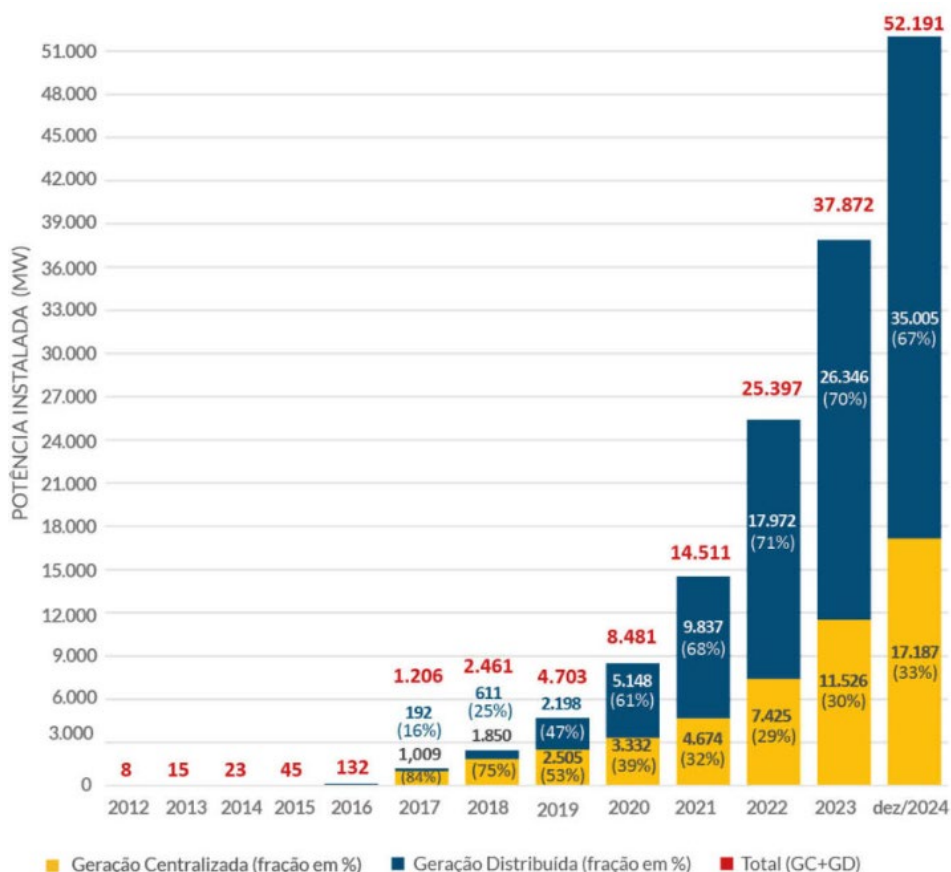
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	214	103.190.505,00	103.196.493,00	49,39%
UTE	3031	47.931.009,76	46.641.492,16	22,32%
EOL	1105	33.167.553,86	32.927.653,86	15,76%
UFV	18506	17.510.730,32	17.478.306,94	8,37%
PCH	430	5.872.233,57	5.844.038,57	2,80%
UTN	2	1.990.000,00	1.990.000,00	0,95%
CGH	676	854.523,88	852.523,88	0,41%
Total	23964	210.516.556,39	208.930.508,41	100,00%

Fonte: ANEEL (2025).

Devido a esse grande potencial que o Brasil tem para geração através de energias renováveis é que após Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que permitiu com que os consumidores brasileiros pudessem ter sua própria geração de energia elétrica através de energias renováveis (principalmente solar fotovoltaica) e além disso injetar excedente na rede de distribuição e com isso ter uma compensação que irá ser abatido do valor final da conta de luz, a geração distribuída (GD) passou a

ter um crescimento exponencial muito grande, atingindo em 2024, um valor de potência instalada, de GD solar fotovoltaica, de 35 GW. como pode-se ver na Figura 2 (ABSOLAR, 2024).

Figura 2 - Evolução da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2024).

Apesar desse grande avanço relacionado à GD no cenário brasileiro, a implantação desse tipo de geração é algo recente, a alta injeção de geração distribuída vem mudando bastante o nosso sistema, que antes era basicamente formado por grandes gerações centralizadas despacháveis e com um fluxo de potência unidirecional na rede de distribuição até as cargas finais, e agora passa a ter diversas unidades geradoras não despacháveis na rede de distribuição resultando em um fluxo de potência bidirecional. Logo, devido a esse crescimento exponencial da implementação de GD, não despacháveis, no sistema de distribuição que resulta em alterações de fluxo de potência e alterações do controle de geração, se faz imprescindível analisar os impactos da alta injeção de energia solar fotovoltaica, advindas da geração distribuída, na rede de distribuição.

1.1 Justificativa

A fim de não ficar dependente da volatilidade do custo da energia elétrica, investir em uma GD se tornou algo muito atrativo para os consumidores, pois além de gerar uma energia limpa, uma geração distribuída composta por um sistema solar fotovoltaico terá um valor de aporte grande no começo, porém com um valor de *payback*, em média, próximo de 3~5 anos. Como um sistema fotovoltaico tem normalmente garantido pelo fabricante uma vida média de 25 anos, sobra pelo menos 20 anos de um sistema gerando lucro. Sendo assim, atualmente é considerado um investimento interessante e com um retorno, a médio/longo prazo, bom no mercado (H3solar, 2023).

Devido a esse possível benefício financeiro que uma geração distribuída pode proporcionar, desde que a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL entrou em vigor, a implantação desses sistemas tem aumentado de forma exponencial (ABSOLAR, 2024). A presença de geração distribuída, principalmente aquelas advindas da geração através da irradiação solar é algo que está cada vez mais presente nas redes de distribuição do Brasil.

Porém, não se tem só benefícios na implantação de uma GD. A enorme crescente da capacidade instalada desse tipo de energia, apresenta alterações na rede. O sistema elétrico tradicional é caracterizado por quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e consumo. Entretanto, atualmente, verifica-se mudanças significativas nessa topologia. A geração que antes era longe da carga agora fica próxima, fazendo com que o sistema que tinha um fluxo de energia unidirecional até os consumidores, agora torna-se bidirecional, podendo uma unidade residencial com GD estar gerando a demanda da casa ao lado. Essa mudança de topologia de forma muito rápida, faz com que o sistema possa se comportar de uma maneira que não foi prevista na sua concepção, pois a princípio toda sua base foi feita para um sistema radial, devido a essa imprecisão comportamental do sistema, ele pode gerar problemas na qualidade de energia da rede de distribuição (Naruto, 2017).

Devido a geração distribuída ser um campo emergente, ainda há muitas lacunas de conhecimento em relação aos seus impactos na rede elétrica, então compreender os problemas que esse tipo de energia causa na rede elétrica é

fundamental para garantir a estabilidade, confiabilidade e eficiência do sistema elétrico como um todo.

1.2 Definição do Problema

A entrada da geração distribuída como uma das matrizes elétricas é considerada um grande marco para o setor elétrico, pois pode trazer diversos benefícios financeiros para os consumidores de energia, como: menor dependência da volatilidade ao preço da energia elétrica, grande economia no valor da conta de energia e um bom investimento financeiro a longo prazo (GENCO, 2024). Além disso, possivelmente trazer também grandes benefícios sistêmicos, como: diminuição da demanda elétrica, postergar investimentos tanto em geração como transmissão de energia, diminuição de perdas na transmissão e entre outros que serão abordados em capítulos posteriores (Chaves, 2019).

Porém, a alta inserção de energia advinda de geração distribuída na rede de distribuição não traz apenas benefícios, esse tipo de matriz apresenta impactos que devem ser bem analisados (Naruto, 2017). No Brasil, a geração distribuída predominante no país é a solar fotovoltaica, representando por mais de 98% desse tipo de matriz (Agência Brasil, 2023). Portanto, grande parte dos impactos que envolve a GD são referente a volatilidade da irradiação.

Com isso, devido a cada vez maior inserção desse tipo de energia no sistema, busca-se neste trabalho fazer um levantamento, por meio de uma revisão da literatura, dos diversos impactos causados por esse tipo de geração. Vislumbra-se também, através da obtenção de dados e realização de simulações em um sistema teste da literatura (sistema IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*), projetar diversos cenários a fim de verificar os impactos que acometem o sistema de distribuição quando submetido a injeção de potência advinda da geração distribuída fotovoltaica e por fim, determinar: quais dos impactos apresentados na revisão da literatura esse sistema foi acometido com a implantação de diversos cenários de geração distribuída?

1.3 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho consiste em analisar o impacto do aumento de geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição por meio de um estudo de caso utilizando um sistema teste do IEEE.

1.4 Objetivos Específicos

Com intuito de delimitar o propósito do presente trabalho, os objetivos específicos são:

- a) realizar uma revisão da literatura acerca dos problemas envolvendo a alta penetração de geração distribuída na rede;
- b) modelar um sistema teste do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) no *OpenDSS*;
- c) aplicar simulações com diferentes cenários de inserção de geração distribuída fotovoltaica;
- d) analisar possíveis problemas de qualidade de energia causados pela alta penetração da GD.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho será dividido em cinco capítulos, sendo eles:

O Capítulo 1 é composto por uma introdução do tema abordado juntamente com a motivação para realização deste trabalho e com a definição do problema adjunto dos objetivos esperados no estudo.

O Capítulo 2 é composto principalmente pelos impactos positivos e negativos causados pela alta injeção de geração distribuída na rede adjunto a alguns conceitos teóricos e assuntos pertinentes ao tema.

O Capítulo 3 é composto pela metodologia que será utilizada no estudo teórico, sendo eles: definição do sistema utilizado, programa utilizado na modelagem do sistema, cenários utilizados no estudo e, por fim, a implementação desse sistema e dos cenários propostos no *software* escolhido.

O Capítulo 4 é composto pela apresentação dos resultados obtidos através das simulações, no *software* determinado, dos cenários propostos de diferentes implementações de geração distribuída no sistema escolhido.

O Capítulo 5 é composto por uma análise e uma comparação dos resultados obtidos nas simulações dos cenários do estudo de caso proposto.

O Capítulo 6 é composto pela conclusão do trabalho, onde se tem um grande resumo de tudo que foi feito nesta monografia e, por fim, foi feita uma sugestão de estudos de casos que podem ser realizados em trabalhos futuros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo, é abordado uma revisão da literatura acerca dos principais motivos que influenciaram na decisão da escolha do tema que envolve este trabalho, dando ênfase, principalmente, aos impactos causados pela alta injeção de potência advindas de geração distribuída fotovoltaica. Dentre os tópicos que são abordados nesta seção têm-se: conceito de geração distribuída, impactos positivos e negativos da GD e Lei 14.300/2022.

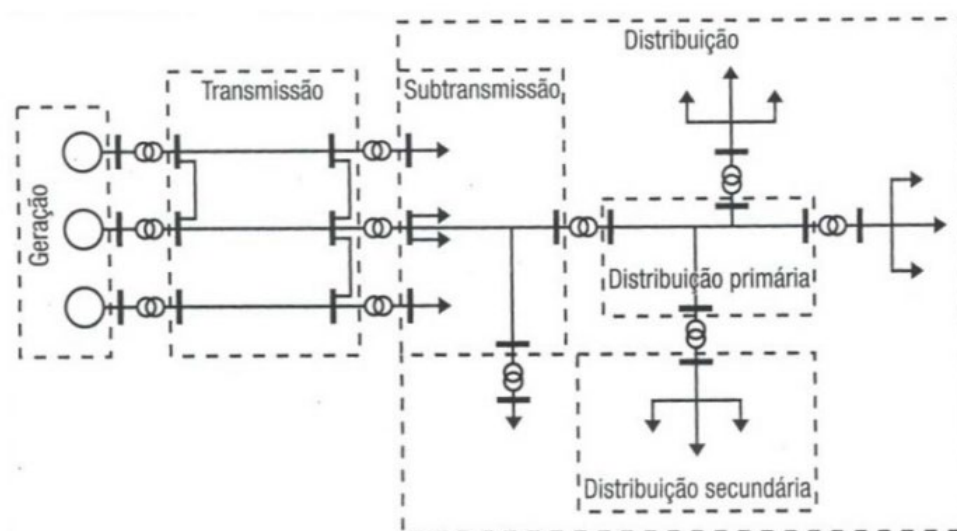
2.1 Geração distribuída

No Brasil, sempre se houve uma grande predominância de grandes usinas de geração de energia elétrica, destacando-se principalmente as hidroelétricas e termelétricas. Uma característica importante dessas grandes usinas é que devido a sua forma de concepção (hidrelétricas necessitam estar localizadas em quedas de rios e termoeletricas longe de grandes centros devido aos poluentes normalmente liberados por elas), grande parte delas se encontram em localidades bem distante dos centros de demandas energéticas e necessitam de um longo e custoso sistema de transmissão para fazer a interligação das cargas com a geração (Borges, 2019).

Com isso, existia um padrão de caminho elétrico no Brasil, que de forma simplória acontece da seguinte maneira: saindo dos grandes centros de geração (usinas hidrelétricas, usinas termoeletricas...), passando por grandes linhas de transmissão, depois pelas áreas de distribuição e por fim chegando aos consumidores finais de energia elétrica. Esse tipo de sistema, se caracteriza como sistema radial, pois o caminho feito pela energia elétrica na rede de distribuição é unidirecional (podendo ser bidirecional na transmissão). A Figura 3, apresenta o exemplo de um sistema radial, porém um pouco mais detalhado, sendo composto, pela geração centralizada (composta pelas grandes usinas de energia elétrica). Pela transmissão, onde é transmitida essa energia elétrica, com níveis altíssimos de tensão. Pela subtransmissão, que seria um nível intermediário entre os níveis de tensão da transmissão e da distribuição primária, onde também pode-se encontrar clientes finais de grande demanda já conectados nessa área. Distribuição primária, que seria a parte de média tensão da distribuição, onde é transmitida a energia elétrica na distribuição

e também onde se encontram clientes com uma demanda maior e que precisam da subestação própria. E por fim, a distribuição secundária que é onde se encontram grande parte dos consumidores finais e com nível de tensão, no Brasil, predominantemente de 127/220V ou 220/380V.

Figura 3 – Exemplo de Diagrama Unifilar de Sistema Elétrico de Potência radial



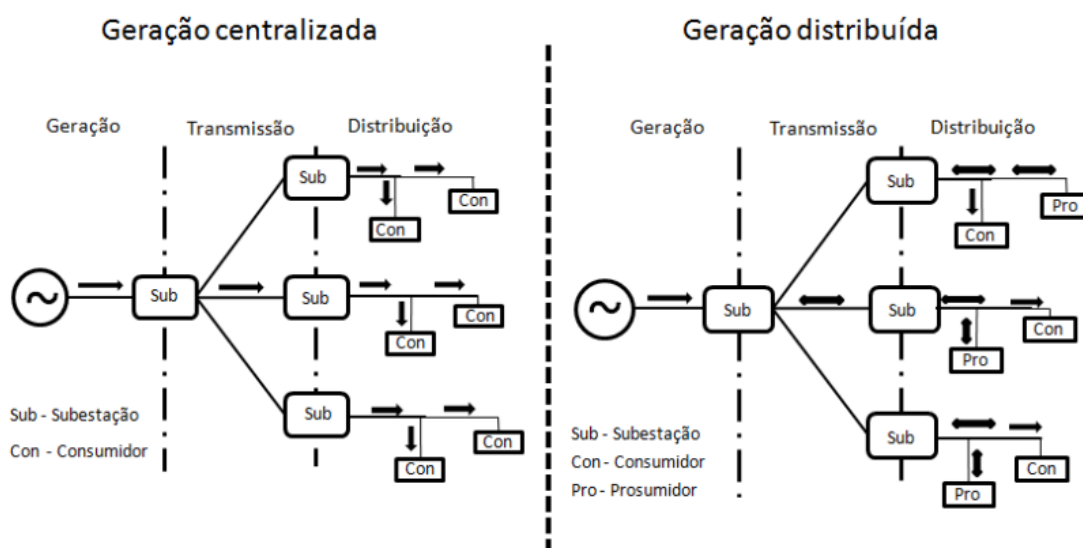
Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2010).

No entanto, este modelo só com geração centralizada, onde as cargas do sistema são supridas somente por essas grandes usinas, é uma realidade que vem mudando. Apesar ainda da alta influência das grandes usinas geradoras centralizadas para suprir as cargas do sistema distribuição, atualmente, essa total dependência tem diminuído um pouco, devido a entrada da geração distribuída no sistema de distribuição, pois como já foi visto na Figura 2, de 2012 até 2024, houve um aumento de 35GW de capacidade instalada de GD no país. Com isso, o sistema vai se tornando menos dependente só da geração centralizada, pois a geração distribuída consiste, resumidamente, em uma fonte de geração de energia elétrica conectadas na distribuição secundária, na distribuição primária ou na subtransmissão, fazendo com que essa injeção de potência elétrica esteja sempre próxima ou junto ao consumidor final (INEE, 2023). Logo, com a geração próxima à carga, o fluxo de potência no sistema de distribuição que antes saía apenas das grandes geradoras e ia até os clientes finais de forma unidirecional, torna-se multidirecional, pois agora se tem geração em vários pontos do sistema distribuição, gerando energia elétrica para todos

os lados, tornando o sistema em um sistema descentralizado, devido a não ter só geração centralizada.

Por exemplo: uma unidade consumidora tem uma demanda naquele momento de 30kW, porém instalou no seu telhado uma GD fotovoltaica com uma potência de 50kW, e naquele momento o sistema está gerando 45kW, logo ele tem momentaneamente um superavit de energia elétrica de 15kW, essa diferença vai ser injetada no sistema elétrico de distribuição e será consumida por outra unidade consumidora ali próxima, fazendo com que o fluxo de energia não seja só mais das grandes geradoras até o consumidor e final mas sim podendo ser de um prosumidor (consumidor/gerador de energia elétrica) para um outro consumidor. A Figura 4, exemplifica essa transição de um sistema centralizado para um descentralizado e as diferenças apresentadas no fluxo de potência.

Figura 4 - Exemplo da transição de geração centralizada para a geração distribuída



Fonte: De Souza *et al.* (2018).

2.1.1 Micro e Minigeração do sistema de distribuição

A geração distribuída, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1031/2022 é dividida Micro e Minigeração, sendo elas diferenciadas pela potência instalada do sistema.

A Microgeração distribuída é a definição dada a uma central geradora de energia elétrica, em corrente alternada, conectada na rede de distribuição por meio

de instalações em unidade consumidora, com uma potência instalada menor ou igual a 75kW. Sendo essa energia elétrica gerada através de um sistema que utiliza cogeração qualificada ou através de fontes renováveis.

A Minigeração distribuída segue todas as premissas da microgeração distribuída, porém a potência instalada deve ser maior que 75kW e menor ou igual a:

- a) 5MW, quando for uma central geradora de fonte despachável (exemplo: Pequenas centrais hidrelétricas), para unidades consumidoras já conectadas em 07 de janeiro de 2022 ou que solicitaram o orçamento de conexão até o dia 07 de janeiro de 2023;
- b) 3MW, demais fontes que não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis.

Outra diferença, é que devido a diferença de potência instalada entre as duas, a minigeração distribuída será enquadrada como grupo A (unidades consumidoras conectadas em alta, média tensão ou sistemas subterrâneos) e a microgeração distribuída pode ser instalada em uma unidade consumidora do grupo A ou do grupo B (unidades consumidoras conectadas em baixa tensão).

2.1.2 Modalidades de geração distribuída

A geração distribuída (GD) oferece diferentes modalidades que permitem aos consumidores gerarem sua própria energia elétrica de maneiras distintas. Quatro modalidades principais destacam-se como as mais comuns: autoconsumo remoto, geração compartilhada, autoconsumo local e EMUC (Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras), também conhecida como condomínio. Cada uma dessas modalidades possui características específicas que atendem a diferentes necessidades e perfis de consumidores.

A Figura 5 representa como estão cada uma dessas modalidades de GD até o ano de 2023 no Brasil, levando em consideração o número de consumidores e a potência instalada. Sendo a modalidade com maior implementação no país, o autoconsumo local (que é representada, em grande parte, pelos consumidores com placas fotovoltaicas no telhado da sua residência), composta por mais 1,9 milhões de

consumidores e mais de 19GW de potência instalada, representando quase 75% de toda GD instalada no país (EPE, 2025).

Figura 5 – Dados referentes as modalidades de geração distribuída no Brasil até 2023

Modalidades de Geração Distribuída	Nº de Consumidores	Potência Instalada (MW)
Autoconsumo Local	1918567	19823
Autoconsumo Remoto	1163192	5992
Geração Compartilhada	315622	800
EMUC	10346	12
TOTAL:	3407727	26627

Fonte: EPE (2025).

A fim de um melhor entendimento acerca do assunto, apresenta-se de forma resumida as características específicas das 4 modalidades de geração distribuída encontradas no Brasil, apresentadas nos subtópicos abaixo:

2.1.2.1 Autoconsumo Local

Essa modalidade de geração distribuída consiste no consumidor que possui uma geração que é instalada no mesmo local que o consumo. Sendo a modalidade mais comum de geração distribuída no Brasil, representado pelas residências ou comércios que fazem a instalação de um sistema solar fotovoltaico no próprio telhado, a fim de gerar sua própria demanda energética (QUANTA, 2024).

2.1.2.2 Autoconsumo Remoto

Essa modalidade de geração distribuída de energia, consiste no consumidor que tem sua geração de energia elétrica gerada em um local específico, porém é utilizada para abastecer uma ou mais unidades consumidoras que pertencem ao mesmo titular, mas que estão localizadas em endereços diferentes. Por exemplo: um consumidor reside em uma residência na área urbana da cidade e têm também fazenda com bastante espaço na área rural da mesma cidade. Com isso, ele pode instalar um sistema de painéis fotovoltaicos em sua fazenda e usar essa geração de energia elétrica, que grande parte vai ser injetada na rede, para gerar créditos que podem ser utilizados para reduzir o valor da conta de energia da casa em que ele reside. Resumidamente, a energia gerada em um ponto pode ser utilizada para

consumo em outro ponto, desde que ambas as unidades estejam vinculadas ao mesmo CPF (pessoa física) ou CNPJ (pessoa jurídica) (EDP, 2023).

2.1.2.3 Geração Compartilhada

Essa modalidade de geração distribuída, consiste em um grupo de consumidores que se unem para instalar ou participar de uma central de geração de energia. Nesse modelo, toda energia gerada por esse empreendimento resultará em créditos de energia que serão divididos proporcionalmente entre os participantes, de acordo com as regras estabelecidas para participação no negócio (EDP, 2023).

2.1.2.4 EMUC (Condomínio)

Essa modalidade de geração distribuída refere-se a um tipo específico de configuração em que uma unidade de geração de energia é instalada em um empreendimento que possui várias unidades consumidoras, como um condomínio, um shopping center, ou um parque industrial. As regras referentes aos créditos gerados e como serão distribuídos por todas as unidades consumidoras é algo determinado, caso a caso, por cada empreendimento (ENERGÊS, 2020).

2.1.3 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021, no que diz respeito ao sistema de compensação de energia elétrica:

Define o Sistema de Compensação de Energia Elétrica como um arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida a título de empréstimo gratuito à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa próprio ou de outras unidades consumidoras, observando-se as regras postas (ANEEL, 2021).

Basicamente, o sistema de compensação de energia elétrica funciona da seguinte maneira: um prosumidor quando instala uma microgeração ou minigeração no estabelecimento escolhido, determina a potência que o sistema poderá gerar, normalmente no caso da própria moradia esse valor gira em torno de 90% a 120% da média de sua demanda energética no ano inteiro, podendo ser maior ou menor

dependendo da escolha do cliente e disponibilidade de espaço. Com isso poderá haver meses em que a geração mensal será maior que o consumo, este saldo positivo não será ressarcido pela concessionária de distribuição, porém esse excesso de energia ficará como um crédito que poderá ser utilizado para abater o consumo em meses subsequentes ou utilizados em algum outro estabelecimento em que a conta de energia elétrica esteja no mesmo CPF/CNPJ do proprietário da unidade geradora. Esses créditos de energia continuam válidos por 60 meses.

Com isso, além de gerar uma grande economia mensal, se utilizado de forma estratégica, devido ao grande prazo de validade, é possível ter uma economia ainda maior se esses créditos forem utilizados em épocas de escassez energética, onde o valor do kWh acaba sendo maior que o normal.

2.2 Possíveis impactos da GD fotovoltaica na rede de distribuição

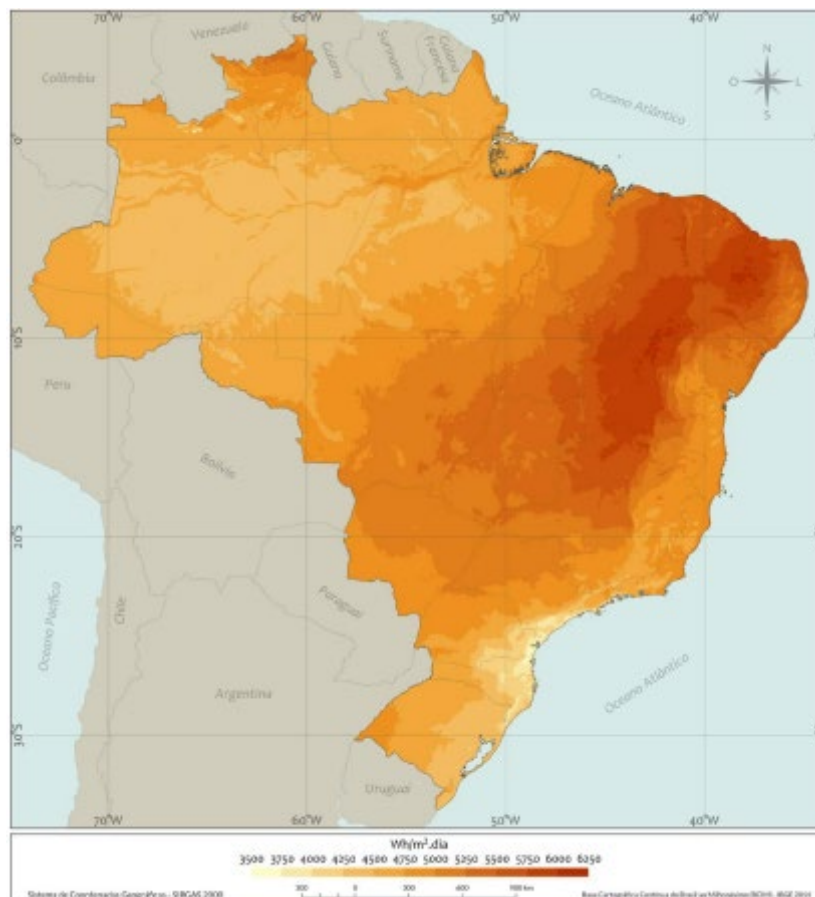
Como já foi bastante citado, a implementação da geração distribuída, principalmente advindas de painéis fotovoltaicos, é algo que está cada vez mais comum de ser visto nas cidades brasileiras. Devido a ser uma tecnologia que está presente a pelo menos mais de 10 anos no Brasil, desde a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, já se tem bastante embasamento teórico envolvendo as principais vantagens e desvantagens de sistemas onde se tem a inserção dessa tecnologia. Com isso, esse subtópico tem como objetivo apresentar alguns desses possíveis impactos, tanto positivos, como negativos.

2.2.1 Possíveis Impactos Positivos

Devido ao Brasil ser um país com dimensões continentais e com um clima predominantemente tropical, o insumo irradiação solar é muito abundante em todo território brasileiro, como pode-se ver na Figura 6. Logo, a injeção de potência solar fotovoltaica na rede de distribuição tem se destacado como uma grande solução para o aumento da geração de energia elétrica de forma sustentável. A crescente adoção de sistemas fotovoltaicos nos últimos anos tem trazido impactos positivos para a rede de distribuição elétrica. Neste contexto, irá ser explorado a seguir, os principais pontos

positivos da injeção de potência solar fotovoltaica na rede de distribuição, destacando seus benefícios ambientais, energéticos e socioeconômicos.

Figura 6 – Média anual do total diário da irradiação global horizontal no Brasil



Fonte: Pereira *et al.* (2017).

2.2.1.1 *Maior diversificação da matriz energética*

Uma maior diversificação da matriz energética, consiste em ter diversos tipos de insumos diferentes para a geração de energia elétrica. Com isso, quando um sistema interligado apresenta um leque de gerações muito diversificado, a confiabilidade de suprir as demandas se torna muito maior, pois o consumo energético não fica dependente apenas de um tipo restrito de geração e caso aconteça a escassez de alguma matéria-prima energética outro tipo poderá compensar essa falta.

No caso do Brasil, como apresentado Figura 1, aproximadamente 71% de toda sua geração está centralizada em dois tipos de usinas, hidrelétricas e termoeletricas (onde os principais insumos são: água e combustíveis fósseis,

respectivamente), considerando que as termoeletricas têm um preço muito elevado de despacho e são muito poluentes, o Brasil se torna muito dependente da geração advinda de suas hidroelétricas, onde seu principal insumo vem através das chuvas. Com isso, numa eventual crise hídrica (como já ocorreu diversas vezes no país), o sistema começa a ficar muito suscetível a não conseguir gerar energia elétrica suficiente através da sua principal fonte, gerando assim uma necessidade absurda de suprir essa demanda com outro tipo de geração, que no caso do Brasil, seria despachando as usinas termelétricas, favorecendo para um aumento muito significativo do preço da conta de luz e aumento de emissões de gases poluentes.

Logo, a alta crescente de geração distribuída vem contribuindo positivamente para que o Brasil tenha uma matriz energética mais diversificada e fique cada vez menos dependente de um certo tipo restrito de geração. No ano de 2023, a implementação de GD solar fotovoltaica se equiparou em números com toda potência instalada de usinas no país, considerando que a potência instalada de usinas no Brasil foi de aproximadamente 8,4GW (MME, 2023) e que a implementação de GD no mesmo período foi cerca de 8,6GW, conforme apresentado na Figura 2.

2.2.1.2 Redução da demanda energética

A geração de energia elétrica e a demanda energética são parâmetros que têm que ser sempre analisados em conjunto, pois um depende do outro para que o sistema funcione de maneira correta. A curva de geração deve sempre acompanhar a curva de demanda, conforme a demanda aumenta ou diminuiu a geração deve fazer o mesmo. Com isso, todo estudo envolvendo a implementação de novas usinas de geração de energia, tem como um dos principais parâmetros a previsibilidade do aumento da demanda do local.

No Brasil, a demanda energética é algo que ano após ano vem causando bastante preocupação. Só em 2024, segundo a ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), os recordes envolvendo o consumo do país já foram superados algumas vezes. No dia 15 de fevereiro de 2024 a carga média do dia chegou ao valor recorde de 91.338 MWmed, antes o recorde era do dia 17 de novembro de 2023, com 90.596 MWmed. Considerando a demanda instantânea, o dia 15 de fevereiro de 2024 também obteve o valor recorde, sendo ele 102.478 MW as 14h37min, antes o maior

valor que teria ocorrido foi no dia 7 de fevereiro de 2024, quando a demanda instantânea havia batido 101.860 MW (G1, 2024).

Muito dessas altas demandas energéticas são devidas as temperaturas elevadas que o país vem sendo acometido, pois o calor excessivo acaba gerando uma grande necessidade da utilização de ar-condicionado (uma carga considerável em grande escala) para amenizar a temperatura. É neste ponto que a geração distribuída solar fotovoltaica pode ter uma grande contribuição, pois é justo nesses momentos de maior incidência solar, por consequência elevadas temperaturas, que os módulos fotovoltaicos estão gerando mais energia elétrica.

Logo, a alta injeção de GD fotovoltaica na rede, pode ter um papel importante na regulação da demanda do local onde está inserida, podendo diminuir consideravelmente a potência extraída da rede pelo consumidor final, pois grande parte da sua demanda será suprida direta pela sua própria geração, e também contribuir para que não ocorra picos de demanda instantânea muito alta de geração externa em dias muito quentes, pois o próprio sistema de geração distribuída instalada naquele local pode dar conta devido a ser o momento de maior geração de energia elétrica.

2.2.1.3 Minimizar impactos ambientais

Como já foi apresentado na Figura 1, cerca de 77% de toda potência instalada no país vem através das usinas termelétricas e hidrelétricas, porém esses dois tipos de geração acarretam diversos impactos ambientais que devem ser levados muito em consideração quando estudos de implantação de novas usinas de geração de energia serem requisitados.

As termelétricas, acabam tendo como principal impacto ambiental a liberação de gases do efeito estufa e diversos outros gases que vêm através da queima dos combustíveis fósseis e de materiais orgânicos (dióxido de carbono, óxidos de nitrogênio, óxidos de enxofre...), a liberação desses gases acaba gerando para a região que ela for instalada efeitos negativos na qualidade do ar e na saúde humana, além de que a liberação de gases do efeito estufa contribuem para o aquecimento global e as mudanças climáticas do planeta. Outro problema que pode ser ocasionado

pelas termelétricas é que frequentemente esse tipo de usina requerem grandes quantidades de água para resfriamento do vapor gerado, o que pode ter impactos negativos nos corpos d'água locais, incluindo a alteração da temperatura de rios ou lagos e com isso grandes consequências para fauna e flora localizadas nesses locais (Lima; De Souza, 2015).

As hidrelétricas, apesar de serem consideradas uma geração de energia renovável, acarretam diversos impactos sociais e ambientais na sua implementação. Ao construir uma barragem em um rio, haverá grandes mudanças tanto a nível montante como a nível jusante deste rio podendo causar alterações significativas nos ecossistemas aquáticos, modificando o fluxo natural da água e afetando a fauna e a flora local. Além de que ao represar um rio, uma grande área será inundada pelo seu reservatório de água (barragem), podendo causar assim a inundação de áreas de vegetação natural e de habitats, e por consequência também causar a liberação de gases do efeito estufa, devido a decomposição de todo esse material orgânico inundado, favorecendo para o aquecimento global (Cortez, 2023). No Brasil, existem diversas cidades que foram afogadas para construção de barragens, por exemplo, para construção das usinas de Sobradinho e Luiz Gonzaga no leito do rio São Francisco as cidades de Casa Nova, Pilão Arcado, Sento Sé, Remanso, Rodelas, Barra do Tarrachil e Glória, na Bahia e Itacuruba e Itaparica, em Pernambuco, foram inundadas e toda população que habitava esses locais tiveram que ser realocadas em outras cidades (CBHSF, 2021).

Logo, devido a geração distribuída solar fotovoltaica não apresentar nenhum desses grandes impactos ambientais, a implementação de cada vez mais GD fotovoltaica pode favorecer para que o sistema se torne menos dependente desses tipos usinas. Podendo contribuir de forma significativa para a postergação da implementação de novas usinas hidrelétricas e favorecer também para o menor despacho de usinas do tipo termoelétricas, favorecendo assim para uma minimização dos impactos ambientais.

2.2.1.4 Postergar investimentos na rede de transmissão

A implementação de redes de transmissão de energia elétrica é um processo complexo e fundamental para garantir a distribuição eficiente e confiável de

eletricidade desde as grandes gerações centralizadas até os centros de consumo. Com a demanda energética aumentando, a necessidade de implementação de novas usinas e por consequência novas linhas de transmissão, para escoar essa potência e interligar cada vez mais o sistema se tornar imprescindível.

Porém, a implementação de uma linha de transmissão é algo bastante complexo, que envolve diversos fatores, como: estudo de viabilidade (para determinar a necessidade e a viabilidade econômica do projeto), escolha da rota (envolve considerações ambientais, sociais e técnicas, afim de minimizar impactos ambientais e sociais), projeto técnico (tensão, condutores, torres, equipamentos de proteção e controle), licenciamentos ambientais, aprovações (agências reguladoras de energia e de outras autoridades governamentais), negociações com proprietários (a implementação de redes de transmissão geralmente requer a aquisição de terras ou direitos de passagem), construção da linha, construção de subestações, comissionamento, testes e por fim a operação e manutenção para que esta linha esteja o máximo de tempo disponível para o ONS (Venceslau, 2022).

Logo, a fim de evitar passar por todo esse processo complexo que envolve a implementação de uma nova linha de transmissão no sistema interligado é que a alta injeção de potência advindas de geração distribuída se torna uma opção interessante a fim postergar esse investimento. Pois o crescimento da geração distribuída faz com que grande parte da eletricidade seja produzida próxima dos pontos de consumo (atendendo ao crescimento da demanda local), o que reduz a quantidade de energia que precisa ser transmitida por longas distâncias. Isso alivia a carga e diminui o carregamento nas redes de transmissão existentes. Com isso, devido a essa diminuição de potência sendo transmitidas no sistema de transmissão e que a necessidade imediata de construir novas linhas de transmissão diminui, podendo ser postergado para outro momento esse investimento (Chaves, 2019).

2.2.1.5 Diminuição de perdas no sistema de transmissão.

Em um sistema onde grande parte da geração de energia é de usinas centralizadas (longe dos centros de consumo), o sistema de transmissão se torna um dos elementos mais importantes do sistema, pois é por esse sistema que será escoado toda corrente necessária para suprir a demanda consumida. Logo, para

escoação de toda essa potência são necessários milhares de quilômetros de cabos para que essa energia chegue até o consumidor final. Porém, como sabe-se, ao percorrer uma corrente por um condutor elétrico haverá perdas por efeito joule (perdas na forma de calor), com isso quanto maior a distância percorrida por essa corrente maior será a perda de potência no sistema de transmissão. A fim de diminuir essas perdas (como o valor da corrente é diretamente proporcional a quantidade de calor produzido no conduto) é que a implementação de subestações durante o trajeto se torna imprescindível, pois uma das maneiras de se diminuir a corrente de forma eficaz é através do aumento da tensão que essa potência irá ser transmitida (1ª lei de ohm), fazendo com que a corrente seja menor e com isso haverá menos perdas por efeito joule. Contudo, a implementação de subestações também favorece para perdas as perdas no sistema de transmissão, devido aos elementos que serão incluídos no caminho, por exemplo o transformador, que tem perdas nos núcleos devido as correntes parasitas e às perdas dielétricas (Naruto, 2017).

Logo, o valor de perdas internas é um importante fator a ser considerado para alcançar um sistema mais eficiente, e diminuir esse parâmetro torna-se um objetivo importante para qualquer sistema de transmissão de energia. Pois quanto menos perdas tiver no sistema, menos potência será demandada só para supri-las.

Com isso, a fim de diminuir as perdas contidas no sistema de transmissão é que implementação de cada vez mais potências advindas de geração distribuída torna-se uma alternativa bastante interessante. Pois, ao aumentar a geração de energia elétrica próxima ao consumo, menos potência será demanda das grandes gerações centralizadas, ocasionando em uma menor corrente sendo transmitida pelo sistema e por consequência menos perdas nas linhas de transmissão (Chaves, 2019).

2.2.2 Possíveis Impactos Negativos

Apesar dos diversos benefícios ambientais, socioeconômicos e energéticos que a implementação de GD fotovoltaica traz para o país, a alta injeção deste tipo de geração acaba trazendo também diversos impactos negativos e desafios para quem está operando. O sistema que antes tinha apenas unidades geradoras centralizadas e despachadas pelos operadores, agora é composto por diversas unidades geradoras na distribuição. Com isso o fluxo de potência que anteriormente era unidirecional e

com uma geração controlada de acordo com a demanda, agora passa a ser um fluxo bidirecional e com um acréscimo de geração que não tem nenhum controle do operador. Logo, quanto mais potência desse tipo de geração for injetada na rede, maior será essa alteração do fluxo de potência e também devido à ausência de operação da GD FV, mais sensível as variações de irradiação solar o sistema será acometido, gerando assim diversos problemas. Neste contexto, é explorado a seguir, os principais pontos negativos da injeção de potência solar fotovoltaica na rede de distribuição.

2.2.2.1 Fluxo reverso de potência

O fluxo reverso de potência consiste em um comportamento que ocorre em sistemas elétricos quando a energia elétrica flui na direção oposta àquela para a qual o sistema foi originalmente projetado. Em sua concepção grande parte dos sistemas elétricos brasileiros foram projetados para terem as características de um sistema elétrico tradicional, que consiste resumidamente em: a geração de energia elétrica vem através de grandes usinas centralizadas, essa mesma geração é transmitida por linhas de alta tensão e, finalmente, distribuída para consumidores residenciais, comerciais e industriais. Portanto, este fluxo no sistema de distribuição é geralmente unidirecional, movendo-se das usinas elétrica para os consumidores finais.

Porém, com a alta crescente de geração de energia elétrica advindas da geração distribuída, sendo no Brasil, majoritariamente através de geração solar fotovoltaica, o cenário proposto por um sistema elétrico tradicional começa a ter mudanças. A implementação de GD permite que a energia seja gerada localmente, próxima aos pontos de consumo. Com isso, quando essa a produção local de energia excede a demanda local, o excesso de energia é enviado de volta à rede elétrica. Este retorno de energia à rede caracteriza o fluxo reverso de potência (Carlo, 2018). Por exemplo: em um bairro residencial onde muitos moradores instalaram painéis solares em seus telhados, durante um dia ensolarado, esses painéis podem gerar mais eletricidade do que as casas estão consumindo naquele momento. O excesso de energia é enviado de volta para a rede de distribuição. Se essa situação se repetir em muitos locais ao mesmo tempo, ao ponto de que a geração distribuída esteja gerando

mais que a demanda inteira do local, esse excesso de energia pode fluir de volta para a rede de transmissão, causando o fenômeno do fluxo reverso de potência.

De forma resumida, o fluxo reverso de potência em sistemas com uma grande quantidade de geração distribuída acontece principalmente devido aos momentos em que há excesso de geração local em relação à demanda local, logo quanto mais geração distribuída for sendo injetada na rede distribuição a possibilidade de ocorrer mais momentos em que há esse excesso de geração se tornará mais frequente. Por si só, o fluxo reverso de potência não seria um grande problema, mas devido ao sistema ter sido projetado em seu princípio para ter um fluxo unidirecional, ao ocorrer um fluxo que não estava previsto, acaba acarretando diversos outros problemas para a rede, sendo alguns deles citados posteriormente (Chaves, 2019).

2.2.2.2 *Sobretensão*

Sobretensão é um fenômeno elétrico caracterizado por um aumento na tensão de um sistema elétrico acima dos valores nominais determinados. Este aumento pode ser transitório (picos de tensão ou surtos) ou permanente.

No Brasil existem normas que quantificam os valores limites de tensão aceitáveis no sistema, dentre essas normas, o Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Rede de Distribuição de Energia Elétrica), responsável por caracterizar os fenômenos relacionados a qualidade da energia (tensão de regime permanente, harmônicos, desequilíbrio de tensão etc.) em seu tópico 2 da seção 8.1, dentre os assuntos tratados, um deles é referente aos valores de tensão em regime permanente, dividindo-os em três faixas: adequados, precários e críticos. No Quadro 1, adaptado do PRODIST – Módulo 8, é possível determinar através da relação entre a TL (tensão de leitura) e a TR (tensão de referência - podendo a nominal ou a tensão contratada), no sistema de média tensão, em qual das faixas a tensão se encontra. Além de apresentar as margens das faixas para os sistemas de baixa tensão mais comuns no país (ANEEL, 2021).

Quadro 1 - Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente (PRODIST – Módulo 8)

Tensão de Atendimento:	Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV	Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (380/220)	Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (220/127)
	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)	
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$	(350 ≤ TL ≤ 399) (202 ≤ TL ≤ 231)	(202 ≤ TL ≤ 231) (117 ≤ TL ≤ 133)
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$	(331 ≤ TL < 350 ou 399 < TL ≤ 403) (191 ≤ TL < 202 ou 231 < TL ≤ 233)	(191 ≤ TL < 202 ou 231 < TL ≤ 233) (110 ≤ TL < 117 ou 133 < TL ≤ 135)
Critica	$TL < 0,90TR$ OU $TL > 1,05TR$	(TL < 331 ou TL > 403) (TL < 191 ou TL > 233)	(TL < 191 ou TL > 233) (TL < 110 ou TL > 135)

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

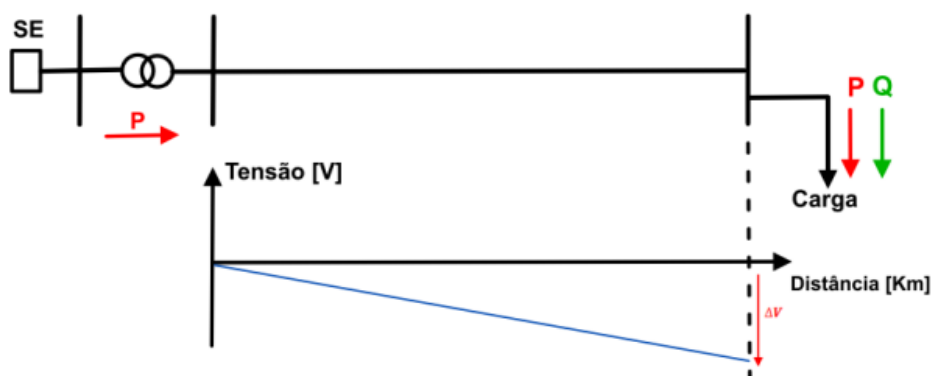
Manter os valores de tensão dentro da margem adequada é extremamente importante para que o sistema funcione de forma mais eficiente e seja entregue uma energia com qualidade aos consumidores finais. Pois a partir do momento que ocorrem sobretensões diversos problemas significativos a maioria dos equipamentos elétricos e eletrônicos podem ocorrer devido a serem projetados para operar dentro de uma faixa aceitável de tensão, podendo comprometer de forma significativa para a redução da vida útil dos dispositivos e/ou a completa perda total de funcionamento dele.

Porém, como já foi citado, a alta implementação de geração distribuída solar fotovoltaica pode contribuir de forma significativa para que ocorram diversas mudanças no sistema energia e uma dessas mudanças seria o surgimento a possibilidade de ocorrer o fluxo reverso de potência em momentos do dia em que a geração distribuída excede a demanda momentânea, contudo, a ocorrência dessa alteração no fluxo pode acarretar o surgimento de outra adversidade, a sobretensão.

Na Figura 7, é possível analisar o comportamento da tensão em um sistema centralizado e 100% radial, sem a presença de GD. Nota-se que em um sistema com um fluxo unidirecional, haverá uma queda de tensão ($\Delta V < 0$) ao longo do

alimentador (devido as perdas nos elementos do sistema), representando assim o comportamento natural do sistema.

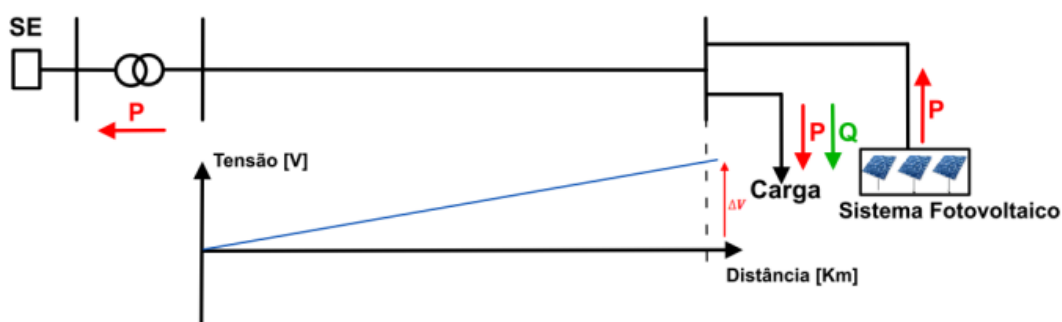
Figura 7 - Perfil de tensão de um alimentador com carga convencional



Fonte: Esslinger e Witzmann (2010).

Já na Figura 8, é possível analisar o comportamento da tensão em um sistema onde há uma grande injeção potência, advindas de uma geração distribuída solar fotovoltaica, ao ponto de ocorrer o fluxo reverso de potência, fluindo da rede de baixa tensão para a média e alta tensão. Com isso, nota-se que variação de tensão ΔV torna-se positiva.

Figura 8 - Perfil de tensão de um alimentador com alta penetração de GD



Fonte: Esslinger e Witzmann (2010).

Logo, no caso de uma inserção muito grande de GD solar fotovoltaica na rede de distribuição, em momentos que essa geração estiver no ápice de geração, é possível que existam pontos no sistema que estejam com sobretensão, pois quanto maior for excesso de geração em relação a demanda, maior será a variação ΔV positivamente e com isso maior a possibilidade de o valor da tensão sair da zona adequada, do Módulo 8 do PRODIST.

2.2.2.3 Flutuação de tensão (subtensão)

Outra adversidade que ocorre devido principalmente a entrada de cada vez mais geração distribuída solar fotovoltaica é a flutuação de tensão (Ribeiro Junior, 2018). De forma resumida, a flutuação de tensão consiste em uma variação rápida nos níveis de tensão em sistema elétrico. Essa flutuação pode ocorrer por diversos motivos, porém devido a certas características da geração através painéis solares fotovoltaicos, em locais com grande quantidade desse tipo de potência, a possibilidade de ocorrer esse problema com certa frequência se torna mais comum.

Manter os níveis de tensão e frequência adequados aos padrões determinados pelos agentes reguladores é algo extremamente importante para manter a qualidade e eficiência da energia entregue ao sistema elétrico e com isso evitar ao máximo os impactos causados pelas ocorrências sub ou sobre tensão e frequência. Logo manter as curvas de geração e demanda o mais próximas possíveis se torna imprescindível para manter esses parâmetros dentro dos limites satisfatórios (Naruto, 2017).

Porém, é nesse ponto que a geração distribuída solar fotovoltaica começa a gerar empecilhos. Como já foi citado, a geração distribuída com uma potência instalada até 5MW não tem a necessidade de ser despachável, isso faz com que não se tenha nenhum controle sobre a quantidade de energia que está sendo gerado (se tiver muito insumo ela vai gerar bastante, se não tiver insumo ela não vai gerar), tornando esse tipo de geração muito sensível as variações de sua matéria prima. No caso da geração distribuída solar fotovoltaica, sua fonte matriz para produção de energia elétrica é a irradiação solar, logo esse tipo de GD é muito dependente das condições climáticas do dia. Como sabe-se, o clima é um parâmetro que pode ser muito instável ao longo de um dia inteiro, e é essa instabilidade que acaba contribuindo para que a geração distribuída solar fotovoltaica influencie bastante para a ocorrência de flutuações de tensão.

Por exemplo, em um local onde se tenha muita geração distribuída solar fotovoltaica, ao ponto de que em dias ensolarados grande parte do consumo daquela região é suprida por essa própria matriz energética, caso ocorra uma variação brusca momentânea no tempo (uma grande nuvem passa na região), é possível que a geração da região caia de forma muito abrupta, porém como a demanda irá se manter

praticamente constante, neste momento haverá uma diferença entre as curvas de geração e demanda, sendo a de demanda maior que a de geração, e é devido a essa variação repentina, que o sistema irá responder variando os níveis de tensão, neste caso podendo ocasionar valores de subtensão, porém logo esse clima pode voltar ao normal e com isso os níveis de geração voltar ao normal e com isso os níveis de tensão também.

Portanto, o sistema com muita geração distribuída solar fotovoltaica fica muito sensível a essas variações climáticas, podendo ocasionar em diversas quedas e aumento de gerações repentinas e com isso gerar flutuações de tensão no sistema durante um dia instável.

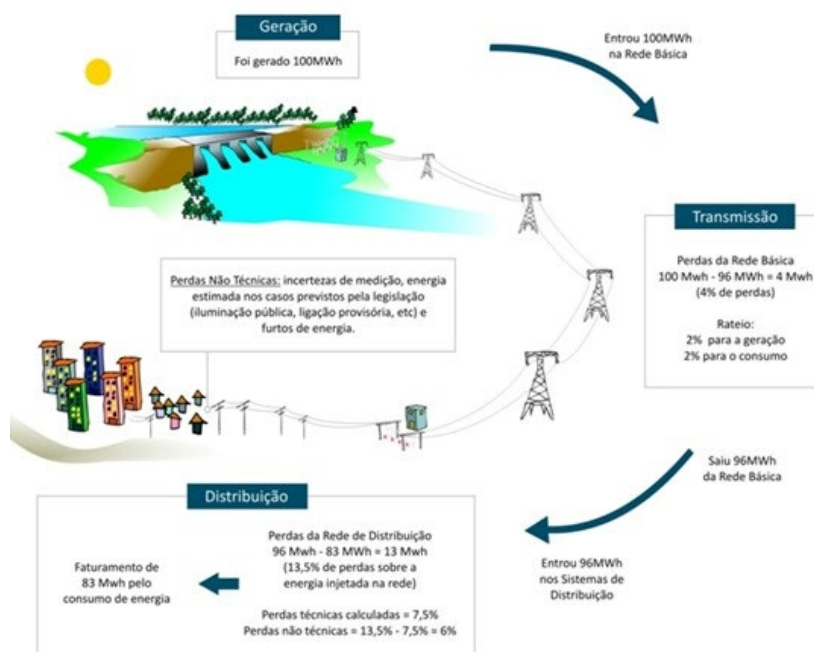
2.2.2.4 Possível aumento de perdas no sistema de distribuição

Como já foi citado, em qualquer sistema elétrico, o parâmetro de perdas de energia elétrica é extremamente importante. Pois quanto menos perdas houver neste sistema, menor será o desperdício de geração de energia elétrica apenas para supri-las. Com isso, menos geração será necessária para suprir a demanda total, tornando esse sistema cada vez mais otimizado, pois não será exigido produzir mais geração de energia elétrica que o necessário para suprir as demandas das unidades consumidoras.

Segundo a ANEEL (2023), as perdas são divididas em dois tipos, as perdas técnicas e as perdas não técnicas ou perdas comerciais. As perdas técnicas são referentes a dissipação energia elétrica que ocorre no caminho que a corrente elétrica percorre, sendo algumas das principais: perdas por efeito joule (transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas etc. As perdas não técnicas são referentes aos furtos de energia elétrica (ligações clandestinas, desvios direto da rede), fraudes ou mais conhecido popularmente como “gatos” (adulteração no medidor de energia), erros de medição e de faturamento etc. As perdas não técnicas, majoritariamente, estão localizadas nas zonas de distribuição de energia elétrica, devido as classes de tensões mais baixas, favorecendo assim para uma maior facilidade de manipulação dos equipamentos que compõem esses sistemas.

A Figura 9, representa de modo simplificado como são determinadas essas perdas dentro de todo sistema elétrico brasileiro.

Figura 9 - Funcionamento das perdas no sistema elétrico brasileiro



Fonte: ANEEL (2023).

Devido a importância desse parâmetro, que a alta implementação de geração distribuída torna-se um assunto bem relevante acerca desse tema. Em contrapartida ao que já foi citado sobre a geração distribuída contribuir para uma diminuição das perdas no sistema de transmissão, quando o assunto se torna referente ao sistema de distribuição, pode ser o contrário, pois a implementação de cada vez mais geração distribuída pode contribuir para um aumento das perdas de energia elétrica no sistema de distribuição (Reinaldo, 2020). O aumento ou diminuição das perdas, vai depender muito do quanto de potência vai ser injetado no sistema pela GD. Com isso, em momentos que a geração distribuída estiver gerando um valor maior que o consumo da região, os valores das correntes que serão conduzidas nos cabos desse local, podem ser maiores. Pois, diferentemente da rede centralizada que o valor total da corrente é determinado pelas demandas locais, quando ocorre a implementação de geração distribuída, esse sistema passa a ter essa contribuição também. Logo, no momento que essa geração for suficientemente grande para superar toda essa demanda, haverá corrente para suprir toda carga, porém ainda terá um superávit de corrente, resultando assim em um valor total maior de corrente

passando pelo sistema e por consequência, pode levar as perdas também serem maiores (Cantão, 2023).

Outro fator que pode gerar o aumento as perdas, envolvendo principalmente a geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil, é que grande parte dos sistemas de geração instalados nos telhados das residências, devido a normalmente não terem potências muito altas, não são instalados de forma trifásica, fazendo com que em grande escala adjunto a uma alta parte dessa geração ser injetado na rede de distribuição, pode ocorrer um grande fluxo de corrente desbalanceada no sistema, favorecendo para um aumento da corrente de neutro e com isso mais de perdas envolvendo esse cabo e também ocorrência de pontos com superaquecimento podendo diminuir eficiência e aumentar as perdas em equipamentos do sistema (Naruto, 2017).

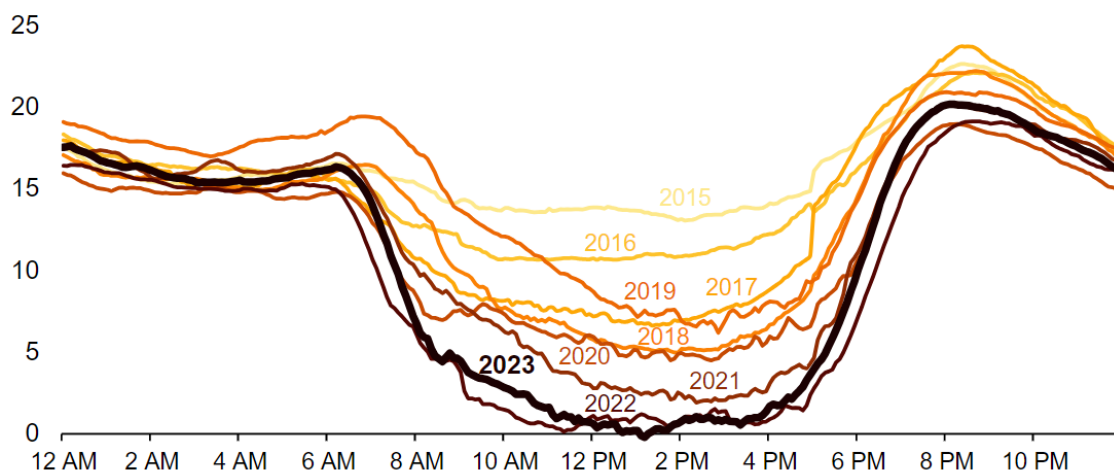
2.2.2.5 Curva de pato

A curva de pato ou “*Duck Curve*” é uma curva que representa o comportamento da carga líquida, que seria o resultado da diferença entre a carga total e o que é gerado pela geração fotovoltaica. Essa curva começou a ficar em evidência através do CAISO (Operador independente do sistema elétrico da Califórnia) em 2013, que demonstrou que a crescente expansão da GDFV (Geração Distribuída Solar Fotovoltaica), resultaria em uma queda acentuada da carga líquida (*ramp down*), que acontece nos momentos em que a irradiação solar está alta e com isso gerando bastante energia elétrica (próximo do meio do dia), porém subsequente, haveria uma retomada acentuada da carga líquida (*ramp up*), que acontece nos momentos em que a irradiação começa a cair devido ao pôr do sol. Com isso, essa curva de carga líquida gerada ao longo de 24 horas por esses comportamentos característicos, resultariam em uma forma que se assemelha os contornos de um pato (De Castro *et al.*, 2018).

A Figura 10, representa as curvas dos anos de 2015 a 2023, do dia de primavera em que a carga líquida do CAISO teve seu menor valor. Com isso, duas características bem marcantes são possíveis de se verificar com o passar dos anos. A primeira, é que com cada vez maior inserção de geração distribuída solar fotovoltaica, a “barriga do pato” tornou-se cada vez mais profunda, chegando a ter momentos (entre 12h e 14h) que a curva ficou negativa, representando que toda carga

estava sendo suprida e ainda havia um superávit de geração. A segunda em decorrência da primeira, foi no final do dia (entre 16h e 20h), o surgimento de uma curva de aumento da carga líquida cada vez mais acentuada, resultando assim na curva do ano de 2023, uma necessidade de geração que chegasse a 20GW em um intervalo de 4 horas, para conseguir suprir a demanda momentânea.

Figura 10 - Dia de carga líquida mais baixa do CAISO a cada primavera (mar-mai, 2015-2023)



Fonte: CAISO (2023).

Com essa exemplificação da curva de pato do CAISO, é possível determinar que realmente o avanço da implementação da geração distribuída solar fotovoltaica altera de forma bem característica o comportamento da curva de carga do sistema que ela for inserida, gerando um vale na curva de carga líquida proporcional a quantidade de potência injetado por esse tipo de geração, logo quanto mais unidades geradoras fotovoltaicas, maior será o aprofundamento da curva e consequentemente mais impactos e desafios para operação está rede será acometida.

Segundo Fowlie (2016), se tratando das características da curva de pato, dois desafios operacionais acabam ganhando um certo destaque.

O primeiro, relacionado ao “pescoço do pato”, que demonstra o momento do dia (entre 16h e 20h) em que a geração de energia através de sistemas fotovoltaicos começam a despencar (devido à queda da irradiação solar, ocasionadas pelo pôr do sol) e adjunto a isso, é um horário que normalmente a maioria da população acaba o expediente de trabalho, fazendo com que as pessoas vão para suas casas e o consumo de energia elétrica aumente. Logo, essa combinação de

queda de geração e aumento de consumo, acaba resultando em uma rampa crescente acentuada da carga líquida, que deve ser suprida de forma rápida pelos outros tipos de geração. Com isso, acomodar essa rampa irá necessitar de recursos energéticos que normalmente tem um custo mais elevado e com um alto nível de flexibilidade, podendo aumentar sua geração de forma rápida para conseguir acompanhar o comportamento da curva acentuada.

O segundo, é relacionado a “barriga do pato”, que retrata o aprofundamento da curva de carga líquida, causadas pela cada vez maior injeção de potência advindas de geração distribuída solar fotovoltaica. Essa característica, de forma extrema, pode resultar em momentos do dia (principalmente próximos do meio do dia, onde os índices de irradiação são maiores) que ocorra uma possível produção excessiva de energia elétrica, fazendo com que a curva de carga líquida chegue a níveis extremamente baixos (em alguns casos até negativa). Essa geração excessiva, além de poder gerar problemas de sobretensão, pode também acabar resultando em uma menor necessidade da produção de energia elétrica por outros meios, gerando uma necessidade de desligar usinas de baixa flexibilidade de operação e projetadas para terem poucas interrupções na operação.

2.3 Lei 14.300/2022 - Marco Legal da micro e minigeração de energia no Brasil.

A Resolução Normativa 482, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, foi um marco histórico para o setor elétrico brasileiro, pois foi através dela que ocorreu o incentivo a geração distribuída, contribuindo assim para uma maior democratização da produção de energia elétrica no país. Essa resolução definiu as normas para o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que consumidores obtivessem a possibilidade de instalar sua própria micro ou minigeração e compensassem a energia gerada com a energia consumida da rede. Pode-se dizer que foi um sucesso, principalmente para geração distribuída solar fotovoltaica que compõem mais de 99% de toda geração distribuída instalada no país, e que atingiu o valor aproximados de 18GW de potência instalada (valor considerado até o fim do ano de 2022 e próximo a data de revogação da resolução) (ABSOLAR, 2024).

Porém, o cenário encontrado atualmente é totalmente diferente do cenário existente no ano da regulamentação da REN 482 em 2012, o crescimento cada vez

mais acelerado da implementação de GD no país (chegando ao valor aproximado de 30GW de potência instalada da GDFV, em jun/2024) adjuntos ao maior conhecimento sobre os diversos impactos dessa alta injeção na rede, tornaram essa resolução desatualizada. Logo, a fim de se adequar a essa nova realidade que o Brasil está vivenciando, foram surgindo novas leis e resoluções normativas acerca da geração distribuída no país. Sendo a que ganhou maior evidência recentemente, a Lei 14300/2022, regulamentada em fevereiro de 2023 pela Resolução Normativa nº 1059/2023 da ANEEL (que veio para revogar as resoluções normativas nº 482/2012 e 687/2015), e que ficou conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída (PHBSolar, 2023).

A Lei 14.300/2022, entrou em vigor em janeiro de 2023, e de forma resumida, consiste na cobrança de uma tarifa pelo uso do sistema para energia em excesso gerada e injetada pela GD na rede distribuição, para novos consumidores que quiserem ter sua própria geração distribuída. Essa tarifação, que vai acontecer de forma gradual até o final de 2028, será um valor calculado considerando a parte do valor que constitui preço do kWh considerado na conta de energia elétrica, referente a utilização da rede de distribuição (TUSD Fio B) e a rede de transmissão (TUSD Fio A). A Figura 11, demonstra a porcentagem média nacional que cada parâmetro contribui para o cálculo do valor do kWh que será cobrada do cliente final, sendo destacado as partes que serão levadas em consideração (FIO A e FIO B) no cálculo da tarifa da geração distribuída. Por exemplo, caso a tarifa de energia seja 1 R\$/kWh, 0,28 R\$/kWh é referente a disponibilização do sistema de distribuição.

Figura 11 - Composição da tarifa de energia elétrica (Valores médios do Brasil)

TARIFA DE ENERGIA					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A (trans.)	FIO B (distribuição)	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Fonte: Adaptado de BRIGHT (2022).

Na publicação desta lei, surgiu uma grande polêmica devido a muitas pessoas terem entendido essa nova tarifa como uma “taxação do sol”, pois na conta

de energia já é pago um valor mínimo referente ao custo de disponibilidade do sistema (TUSD), logo pagar uma taxa referente a energia solar mais a taxa referente a disponibilidade do sistema, se tornaria um pagamento em duplicidade e completamente inviável. Porém, com a REN 1059/2023, essa polemica acabou, pois nela está determinado que você irá pagar o maior valor entre o custo de disponibilidade e a tarifa relacionado ao FIO A e FIO B. Concluído assim, que no mínimo o consumidor continuará pagando apenas o custo de disponibilidade do sistema, porém caso a tarifação da energia solar seja um valor maior que o custo de disponibilidade, pagaria apenas o valor referente a energia solar e não o somatório dos dois.

A fim de melhor um melhor entendimento de como é o cálculo da tarifa sobre a geração solar, a Lei 14.300/2022, dividiu os futuros e atuais proprietários de geração distribuída em três grupos, categorizados como GD I, GD II e GD III.

O grupo GD I, é composto pelas conexões existentes ou solicitadas até o dia 07 de janeiro de 2023. Para este grupo, as regras de compensação continuam as mesmas antes da Lei 14.300/2022 sendo compensado 100% daquilo que for gerado e sem nenhuma tarifação relacionado ao FIO A e/ou FIO B. Por exemplo, caso a demanda tenha sido 100 kWh e o sistema tenha gerado 150 kWh, serão compensados os 100kWh sem custos e sobrara 50 kWh de créditos, fazendo com que esse cliente pague apenas o valor mínimo pela disponibilidade do sistema (30kWh – monofásico, 50kWh – bifásico e 100kWh – trifásico).

O grupo GD II, é composto pelas conexões solicitadas a partir do dia 08 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas regras que compõem o GIII. Este grupo, já faz parte das novas regras de compensação impostas pela Lei 14.300/2022. Com isso, poderá ser cobrada uma taxa em cima do que for compensado de potência na rede (caso esse valor seja maior que o valor mínimo cobrado pela taxa de disponibilização do sistema), relacionada ao valor do kWh relativo cobrado pela TUSD Fio B (Considerando um cliente residencial convencional (B1) conectado na rede de distribuidora da CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina) esse valor seria aproximadamente 0,12 R\$/kWh (ANEEL, 2024a)). Porém essa taxa referente ao Fio B irá crescer de forma progressiva até o final de 2028 e a partir de 2029 será

considerada uma nova regra que ainda não foi determinada até o presente momento, conforme apresentado no Quadro 2.

Quadro 2 - Porcentagem da taxa progressiva a ser cobrada pela TUSD fio B

Porcentagem considerada do valor TUSD Fio B Valor considerando 0,12 R\$/kWh (Tarifa fio B Celesc 23/24 – B1 – Convencional)	Data:
15% 0,018	A partir de 2023
30% 0,036	A partir de 2024
45% 0,054	A partir de 2025
60% 0,072	A partir de 2026
75% 0,072	A partir de 2027
90% 0,09	A partir de 2028
Regra nova	A partir de 2029

Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Logo, a fim de um melhor entendimento de como ficaria o cálculo da tarifa de energia elétrica a ser paga a concessionária de distribuição por um cliente do Grupo GD II, a Figura 12 demonstra um exemplo teórico de um cliente monofásico convencional B1, conectado à rede distribuição da CELESC, que teve um consumo no mês de 100kWh e uma geração de 150 kWh. Com isso, 100% do seu consumo foi compensado pela sua própria geração de energia elétrica e ainda sobrou um crédito que pode ser usado em meses subsequentes de 50kWh. Considerando o ano de 2024 (30% da TUSD fio B) e as tarifas, aproximadamente, da Celesc convencional e TUSD fio B de 0,59 R\$/kWh e 0,12 R\$/kWh, respectivamente, chega-se a dois possíveis valores que devem ser repassados a distribuidora. O primeiro, levando em consideração a tarifa mínima de disponibilização do sistema que é de R\$ 17,7. O segundo, levando em consideração a taxa da energia compensada que é de R\$ 3,6. Contudo, como é o maior valor entre essas duas hipóteses que deve ser pago a concessionária, este cliente terá que pagar 17,7 reais em sua fatura de energia.

Figura 12 - Exemplo taxaço solar (grupo DII)

Cliente Residencial monofásico convencional B1 (Tarifa mínima de disponibilidade: 30kWh)

Tarifa Convencional aproximada Celesc (sem tributos): 0,59 R\$/kWh*
Tarifa aproximada Celesc TUSD Fio B: 0,12 R\$/Kwh**

Consumo:

100 kWh

Compensado:

100 kWh

Gera  o:

150 kWh

Créditos:

50 kWh

Valor a ser pago para distribuidora (2024):

1  hipótese: Tarifa mínima de disponibilidade

$$0,59 * 30 = 17,7 \text{ R}\$$$

2  hipótese: TUSD fio B

$$0,12 * 0,30 * 100 = 3,6 \text{ R}\$$$

Conclusão (maior valor entre as duas hipóteses):

Será pago o valor de 17,7 R\$ a distribuidora Celesc.

Esse valor ficará de créditos para serem usados em meses subsequentes (que não tenha sido compensado 100% do consumo).

* Fonte: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>

** Fonte: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>

Fonte: Elabora  o própria (2024).

O grupo GD III,    composto pelas conexões solicitadas a partir do dia 8 de janeiro de 2023, com uma potência instalada acima dos 500 kW, para fontes não despacháveis e na modalidade autoconsumo remoto (quando a gera  o fica em um lugar diferente do consumo) ou na modalidade gera  o compartilhada, quando um detentor tem 25% ou mais de participa  o nos créditos excedentes de energia. Este grupo, também já faz parte das novas regras de compensa  o impostas pela Lei 14.300/2022, porém diferentemente do grupo GD II, onde haverá um aumento progressivo da porcentagem do da TUSD fio B que será cobrado até o final de 2028, o grupo GD III, já terão que pagar, a partir de 2023 e até o final de 2028, 100% do Fio B, 40% do fio A e mais dois encargos, relacionados a taxa de fiscaliza  o do serviço de energia elétrica (TFSEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

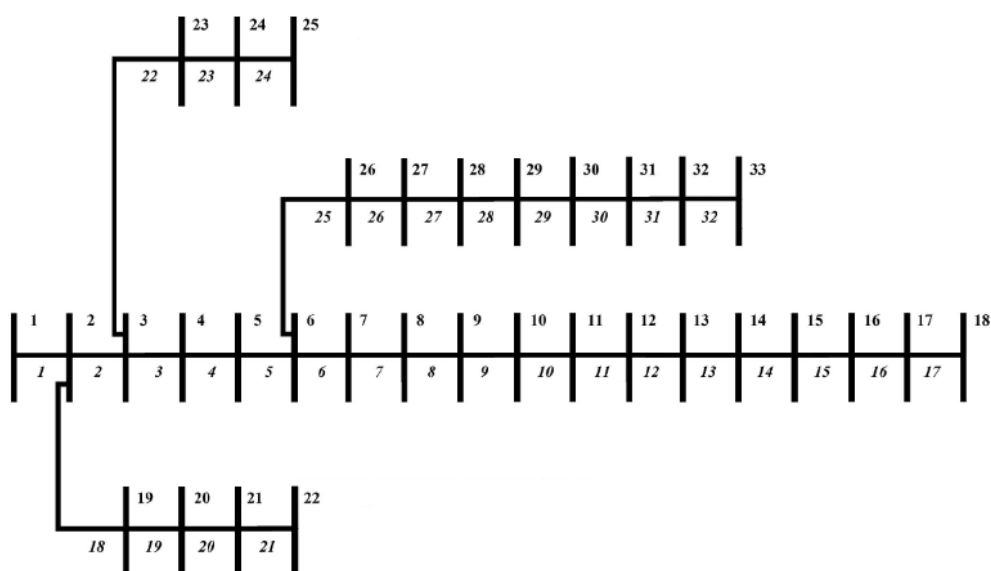
3 METODOLOGIA

Após realizar uma revisão da literatura envolvendo os impactos da alta injeção de potência advinda da geração distribuída fotovoltaica na rede distribuição, diversos problemas acerca deste tipo de geração foram apresentados, como: fluxo reverso de potência, sobretensão, perdas no sistema, flutuação de tensão, curva de pato, proteções e entre outros apresentados no capítulo 2. Neste capítulo é abordada a metodologia utilizada para realizar um estudo de caso teórico, a fim de modelar um sistema de distribuição radial com 100% de geração centralizada, onde foram aplicados diversos cenários envolvendo a implementação de GD, e com isso foi possível analisar os impactos dessas inserções de geração e quais dos problemas citados na revisão da literatura o sistema foi acometido.

3.1 Sistema Teórico

O sistema teórico utilizado para modelagem e realização das simulações, envolvendo diversos cenários de inserção de geração distribuída, é o modelo Case33bw (Baran; Wu, 1989), representado na Figura 13.

Figura 13 - Modelo Case33bw (IEEE)



Fonte: Adaptado de *Dolatabadi et al.* (2021).

Como pode-se ver o sistema é composto por 33 barras, é radial e com fornecimento na barra 1 (Subestação), além disso as informações referentes as

demandas das barras e resistências das linhas encontra-se nos Quadro 3 e Quadro 4.

Quadro 3 - Parâmetros de demanda (Case33bw)

Barra:	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVar)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40
Total:	3715	2300

Fonte: Elaboração própria (2023).

Quadro 4 - Parâmetros das linhas (Case33bw)

Linha (Barra inicial - Barra Final)	Impedância (Ω)
1-2	0,0922+0,047i
2-3	0,4930+0,2511i
3-4	0,366+0,1864i
4-5	0,3811+0,1941i
5-6	0,8190+0,7070i
6-7	0,1872+0,6188i
7-8	0,7114+0,2351i
8-9	1,03+0,74i
9-10	1,044+0,74i
10-11	0,1966+0,065i
11-12	0,3744+0,1238i
12-13	1,4680+1,155i

13-14	0,5416+0,7129i
14-15	0,5910+0,5260i
15-16	0,7463+0,5450i
16-17	1,289+1,721i
17-18	0,7320+0,5740i
2-19	0,164+0,1565i
19-20	1,5042+1,3554i
20-21	0,4095+0,4784i
21-22	0,7089+0,9373i
3-23	0,4512+0,3083i
23-24	0,8980+0,7091i
24-25	0,8960+0,7011i
6-26	0,2030+0,1034i
26-27	0,2842+0,1447i
27-28	1,059+0,9337i
28-29	0,8042+0,7006i
29-30	0,5075+0,2585i
30-31	0,9744+0,9630i
31-32	0,3105+0,3619i
32-33	0,3410+0,5302i

Fonte: Elaboração própria (2023).

3.2 Software OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*)

A ferramenta utilizada para realizar as simulações dos diversos cenários de implementação de geração distribuída, foi o *software OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*. Desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), é um programa de código aberto amplamente utilizado para modelagem, simulação e análise de sistemas de distribuição de energia elétrica. Tem a capacidade de simular diferentes condições operacionais, como variação de carga, presença de energias renováveis, problemas de qualidade de energia e estudos de estabilidade. O *OpenDSS* permite que se realizem análises planejadas para entender o comportamento de sistemas de distribuição. Isso inclui uma avaliação de impactos de novas tecnologias, como veículos elétricos, armazenamento de energia e implantação de micro redes, no contexto das redes elétricas já existentes. Inclusive, por uma exigência da ANEEL, desde junho de 2014, as concessionárias de energia elétrica estão utilizando essa ferramenta com o objetivo de buscar uma diminuição das perdas através de melhorias no sistema (Carneiro, 2019).

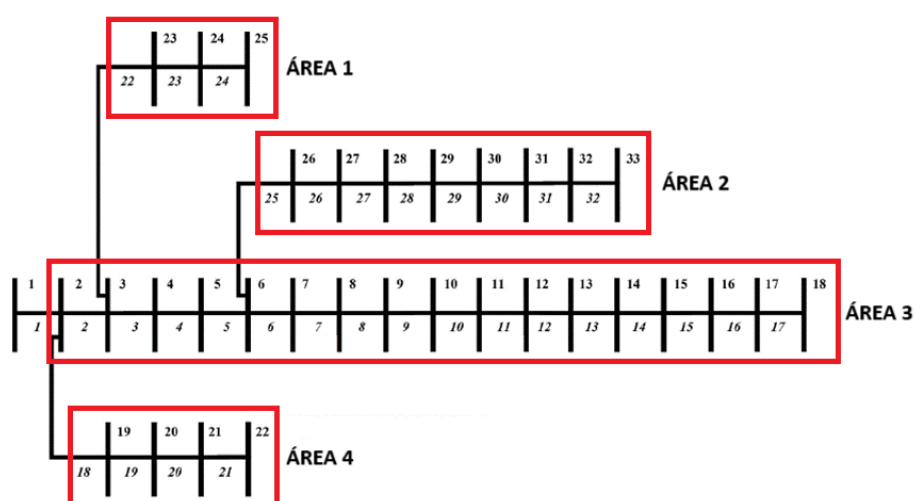
3.3 Cenários

Como já foi abordado anteriormente, o estudo consiste em modelar o sistema apresentado na Figura 13, no *software OpenDSS*, e fazer uma análise do

comportamento do sistema quando submetido a diversos cenários de injeção de potência advinda de uma geração distribuída fotovoltaica. Com isso, alguns cenários são simulados para verificar os possíveis impactos positivos e negativos relacionados com a alta penetração da geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição.

Para realizar as simulações envolvendo os diversos cenários, devido as características que envolvem o circuito base, foi dividido o sistema em 4 áreas distintas para uma melhor visualização do comportamento do perfil de tensão, sendo essas regiões apresentadas na Figura 14. Para todos cenários, são adicionadas 4 gerações distribuídas no sistema. Independente da disposição das GDs e do raciocínio utilizado para o saber o quanto será injetado de potência no sistema, os cenários seguem um padrão de injeção de potência advinda de cada uma dessas unidades geradoras, que será de forma gradual, sendo aumentada a geração em 10% da demanda total ou da demanda proporcional de cada área, para cada simulação, até chegar ao ponto que a geração atinja 110% da demanda do sistema. Para cada um desses cenários, é feita uma análise de como o sistema está respondendo (perfil de tensão nas barras, perdas, fluxo de potência) afrente dessas variações e quais impactos, devido a implementação de GD, o sistema foi acometido.

Figura 14 - Divisão das áreas para realização das simulações do Case33bw



Fonte: Adaptado de *Dolatabadi et al. (2021)*.

São considerados três cenários distintos simulados no OpenDSS, envolvendo a cada vez maior injeção de potência advinda da geração distribuída.

Cada um desses cenários é descrito de forma mais detalhada nos subtópicos seguintes.

3.3.1 Descrição cenário 1

Para o cenário 1, é implementada uma unidade geradora em cada uma das áreas apresentadas na Figura 19, totalizando assim, quatro unidades geradoras no sistema base. O comportamento de injeção de potência total advinda das gerações distribuídas, é feito de forma gradual, sendo aumentada a geração em 10% da demanda total para cada simulação (divididas igualmente para cada GD implementada), até chegar ao ponto que a geração atinja 110% de toda carga do sistema. De forma arbitrária, foram escolhidas as seguintes barras para implementar cada uma das unidades geradora: na área 1, implementada a GD na barra 24; na área 2, implementada a GD na barra 29; na área 3, será implementada a GD na barra 12; na área 4, implementada a GD na barra 20. Com isso, sendo a carga total do sistema de 3715 kW, os detalhes de como se deu o comportamento da injeção de potência advindas das gerações distribuídas em cada uma das simulações que ocorreram para realização do cenário 1, estão apresentados de forma resumida nas alíneas, abaixo:

- a) simulação 1: simulação do circuito base, sem implementação de GD;
- b) simulação 2: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 371,5 kW, referente a 10% da carga total. Sendo assim, 92,825 kW (2,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- c) simulação 3: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 743 kW, referente a 20% da carga total. Sendo assim, 185,75 kW (5,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- d) simulação 4: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 1114,5 kW, referente a 30% da carga total. Sendo assim, 278,625 kW (7,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;

- e) simulação 5: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 1486 kW referente a 40% da carga total. Sendo assim, 371,5 kW (10,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- f) simulação 6: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 1857,5 kW, referente a 50% da carga total. Sendo assim, 464,375 kW (12,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- g) simulação 7: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 2229 kW, referente a 60% da carga total. Sendo assim, 557,25 kW (15,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- h) simulação 8: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 2600,5 kW, referente a 70% da carga total. Sendo assim, 650,125 kW (17,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- i) simulação 9: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 2972 kW, referente a 80% da carga total. Sendo assim, 743 kW (20,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- j) simulação 10: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 3343,5 kW, referente a 90% da carga total. Sendo assim, 835,875 kW (22,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- k) simulação 11: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 3715 kW, referente a 100% da carga total. Sendo assim, 928,75 (25,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- l) simulação 12: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 4086,5 kW, referente

a 110% da carga total. Sendo assim, 1021,625 kW (27,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário.

3.3.2 Descrição cenário 2

Para o cenário 2, também foi implementada uma unidade geradora em cada uma das áreas apresentadas na Figura 19, porém o raciocínio utilizado para o valor de potência injetada por cada uma dessas GDs foi diferente. O comportamento de injeção de potência advinda das gerações distribuídas, em cada uma das simulações, é feito de forma gradual, sendo aumentado para cada GD implementada, a geração em 10% da demanda parcial da região que está implementada essa geração distribuída, até chegar ao ponto que a geração total atinja um valor de 110% de toda carga do sistema. De forma arbitrária, foram escolhidas as seguintes barras para implementar cada uma das unidades geradoras: na área 1, implementada a GD na barra 24; na área 2, implementada a GD na barra 29; na área 3, implementada a GD na barra 12; na área 4, implementada a GD na barra 20. Com isso, sendo as demandas totais de cada uma das áreas 1, 2, 3 e 4 de 360 kW, 920 kW, 1505 kW e 930kW, respectivamente. Os detalhes de como se deu o comportamento da injeção de potência advindas das gerações distribuídas em cada uma das simulações que ocorrerão para realização do cenário 2, estão apresentados de forma resumida nas alíneas, abaixo:

- a) simulação 1: simulação do circuito base, sem implementação de GD;
- b) simulação 2: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 10% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 36 kW, referente a 10% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 92 kW, referente a 10% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 150,5 kW, referente a 10% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 93 kW, referente a 10% de toda carga existente da área 4;

- c) simulação 3: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 20% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 72 kW, referente a 20% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 184 kW, referente a 20% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 301 kW, referente a 20% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 186 kW, referente a 20% de toda carga existente da área 4;
- d) simulação 4: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 30% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 108 kW, referente a 30% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 276 kW, referente a 30% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 451,5 kW, referente a 30% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 279 kW, referente a 30% de toda carga existente da área 4;
- e) simulação 5: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 40% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 144 kW, referente a 40% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 368 kW, referente a 40% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 602 kW, referente a 40% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 372 kW, referente a 40% de toda carga existente da área 4;

- f) simulação 6: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 50% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 180 kW, referente a 50% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 460 kW, referente a 50% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 752,5 kW, referente a 50% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 465 kW, referente a 50% de toda carga existente da área 4;
- g) simulação 7: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 60% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 216 kW, referente a 60% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 552 kW, referente a 60% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 903 kW, referente a 60% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 558 kW, referente a 60% de toda carga existente da área 4;
- h) simulação 8: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 70% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 252 kW, referente a 70% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 644 kW, referente a 70% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 1053,5 kW, referente a 70% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 651 kW, referente a 70% de toda carga existente da área 4;

- i) simulação 9: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 80% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 288 kW, referente a 80% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 736 kW, referente a 80% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 1204 kW, referente a 80% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 744 kW, referente a 80% de toda carga existente da área 4;
- j) simulação 10: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 90% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 324 kW, referente a 90% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 828 kW, referente a 90% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 1354,5 kW, referente a 90% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 837 kW, referente a 90% de toda carga existente da área 4;
- k) simulação 11: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 100% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 360 kW, referente a 100% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 920 kW, referente a 100% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 1505 kW, referente a 100% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 930 kW, referente a 100% de toda carga existente da área 4;

- l) simulação 12: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado uma potência, para cada unidade geradora implementada, referente a 110% da carga parcial da área que essa geração está localizada. Sendo assim, a UG implementada na barra 24 irá injetar uma potência de 396 kW, referente a 110% de toda carga existente da área 1. A UG implementada na barra 29 irá injetar uma potência de 1012 kW, referente a 110% de toda carga existente da área 2. A UG implementada na barra 12 irá injetar uma potência de 1655,5 kW, referente a 110% de toda carga existente da área 3. A UG implementada na barra 20 irá injetar uma potência de 1023 kW, referente a 110% de toda carga existente da área 4.

3.3.3 Descrição cenário 3

Para o cenário 3, foram implementadas três unidades geradoras na área 3 e uma unidade geradora na área 2, totalizando assim, quatro unidades geradoras no sistema base. O comportamento de injeção de potência total advinda das gerações distribuídas foi de forma gradual, sendo aumentada a geração em 10% da demanda total para cada simulação (divididas igualmente para cada UG implementada), até chegar ao ponto que a geração atinja 110% de toda carga do sistema. De forma arbitrária, foram escolhidas as seguintes barras para implementar cada uma das unidades geradora: na área 2, implementada a GD na barra 33; na área 3, implementadas as GDs nas barras 10, 14 e 18. Com isso, sendo a carga total do sistema de 3715 kW, os detalhes de como se deu o comportamento da injeção de potência advindas das gerações distribuídas em cada uma das simulações que ocorrerão para realização do cenário 3, estão apresentados de forma resumida nas alíneas, abaixo:

- a) simulação 1: simulação do circuito base, sem implementação de GD;
- b) simulação 2: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 371,5 kW, referente a 10% da carga total. Sendo assim, 92,825 kW (2,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;

- c) simulação 3: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 743 kW, referente a 20% da carga total. Sendo assim, 185,75 kW (5,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- d) simulação 4: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 1114,5 kW, referente a 30% da carga total. Sendo assim, 278,625 kW (7,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- e) simulação 5: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 1486 kW referente a 40% da carga total. Sendo assim, 371,5 kW (10,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- f) simulação 6: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 1857,5 kW, referente a 50% da carga total. Sendo assim, 464,375 kW (12,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- g) simulação 7: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 2229 kW, referente a 60% da carga total. Sendo assim, 557,25 kW (15,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- h) simulação 8: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 2600,5 kW, referente a 70% da carga total. Sendo assim, 650,125 kW (17,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- i) simulação 9: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 2972 kW, referente a 80% da carga total. Sendo assim, 743 kW (20,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- j) simulação 10: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 3343,5 kW, referente

a 90% da carga total. Sendo assim, 835,875 kW (22,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;

- k) simulação 11: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 3715 kW, referente a 100% da carga total. Sendo assim, 928,75 (25,0%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário;
- l) simulação 12: simulação do circuito base, com implementação de GD, sendo adicionado no sistema uma potência total de 4086,5 kW, referente a 110% da carga total. Sendo assim, 1021,625 kW (27,5%) em cada unidade geradora proposta pelo cenário.

3.4 Implementação do Case33bw no *OpenDSS*

Para iniciar as simulações envolvendo os diversos cenários propostos, primeiramente deve-se implementar o Case33bw (IEEE 33), apresentado na Figura 13 e com parâmetros determinado no Quadro 3 e Quadro 4, no *software OpenDSS*.

O gerador centralizado (subestação) presente na barra 1 do sistema, foi implementado no OpenDSS, através da linha de código apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Código com dados da subestação (geração centralizada) inseridas no OpenDSS

```
// _____ DADOS DA SUBESTAÇÃO _____ //
New Circuit.Subestação phases=3 bus=B1 basekV=12.66
```

Fonte: Elaboração própria (2024).

As linhas de distribuição presentes do sistema, foram implementadas no OpenDSS, através das linhas de código apresentado na Figura 16.

Figura 16 - Código com dados das linhas de distribuição inseridas no OpenDSS

```
//-----MODELAGEM DAS LINHAS-----//
New Line.Linha1 phases=3 bus1=B1 bus2=B2 R1=0.0922 X1=0.0470 length=1.0 units=km
New Line.Linha2 phases=3 bus1=B2 bus2=B3 R1=0.4930 X1=0.2511 length=1.0 units=km
New Line.Linha3 phases=3 bus1=B3 bus2=B4 R1=0.3660 X1=0.1864 length=1.0 units=km
New Line.Linha4 phases=3 bus1=B4 bus2=B5 R1=0.3811 X1=0.1941 length=1.0 units=km
New Line.Linha5 phases=3 bus1=B5 bus2=B6 R1=0.8190 X1=0.7070 length=1.0 units=km
New Line.Linha6 phases=3 bus1=B6 bus2=B7 R1=0.1872 X1=0.6188 length=1.0 units=km
New Line.Linha7 phases=3 bus1=B7 bus2=B8 R1=0.7114 X1=0.2351 length=1.0 units=km
New Line.Linha8 phases=3 bus1=B8 bus2=B9 R1=1.0300 X1=0.7400 length=1.0 units=km
New Line.Linha9 phases=3 bus1=B9 bus2=B10 R1=1.0440 X1=0.7400 length=1.0 units=km
New Line.Linha10 phases=3 bus1=B10 bus2=B11 R1=0.1966 X1=0.0650 length=1.0 units=km
New Line.Linha11 phases=3 bus1=B11 bus2=B12 R1=0.3744 X1=0.1238 length=1.0 units=km
New Line.Linha12 phases=3 bus1=B12 bus2=B13 R1=1.4680 X1=1.1550 length=1.0 units=km
New Line.Linha13 phases=3 bus1=B13 bus2=B14 R1=0.5416 X1=0.7129 length=1.0 units=km
New Line.Linha14 phases=3 bus1=B14 bus2=B15 R1=0.5910 X1=0.5260 length=1.0 units=km
New Line.Linha15 phases=3 bus1=B15 bus2=B16 R1=0.7463 X1=0.5450 length=1.0 units=km
New Line.Linha16 phases=3 bus1=B16 bus2=B17 R1=1.2890 X1=1.7210 length=1.0 units=km
New Line.Linha17 phases=3 bus1=B17 bus2=B18 R1=0.7320 X1=0.5740 length=1.0 units=km
New Line.Linha18 phases=3 bus1=B2 bus2=B19 R1=0.1640 X1=0.1565 length=1.0 units=km
New Line.Linha19 phases=3 bus1=B19 bus2=B20 R1=1.5042 X1=1.3554 length=1.0 units=km
New Line.Linha20 phases=3 bus1=B20 bus2=B21 R1=0.4095 X1=0.4784 length=1.0 units=km
New Line.Linha21 phases=3 bus1=B21 bus2=B22 R1=0.7089 X1=0.9373 length=1.0 units=km
New Line.Linha22 phases=3 bus1=B3 bus2=B23 R1=0.4512 X1=0.3083 length=1.0 units=km
New Line.Linha23 phases=3 bus1=B23 bus2=B24 R1=0.8980 X1=0.7091 length=1.0 units=km
New Line.Linha24 phases=3 bus1=B24 bus2=B25 R1=0.8960 X1=0.7011 length=1.0 units=km
New Line.Linha25 phases=3 bus1=B6 bus2=B26 R1=0.2030 X1=0.1034 length=1.0 units=km
New Line.Linha26 phases=3 bus1=B26 bus2=B27 R1=0.2842 X1=0.1447 length=1.0 units=km
New Line.Linha27 phases=3 bus1=B27 bus2=B28 R1=1.0590 X1=0.9337 length=1.0 units=km
New Line.Linha28 phases=3 bus1=B28 bus2=B29 R1=0.8042 X1=0.7006 length=1.0 units=km
New Line.Linha29 phases=3 bus1=B29 bus2=B30 R1=0.5075 X1=0.2585 length=1.0 units=km
New Line.Linha30 phases=3 bus1=B30 bus2=B31 R1=0.9744 X1=0.9630 length=1.0 units=km
New Line.Linha31 phases=3 bus1=B31 bus2=B32 R1=0.3105 X1=0.3619 length=1.0 units=km
New Line.Linha32 phases=3 bus1=B32 bus2=B33 R1=0.3410 X1=0.5302 length=1.0 units=km
//-----//
```

Fonte: Elaboração própria (2024).

As cargas presentes do sistema, foram implementadas no OpenDSS, através das linhas de código apresentado na Figura 17.

Figura 17 - Código com dados das cargas inseridas no OpenDSS

```
//-----MODELAGEM DAS CARGAS-----//
New Load.Carga1 phases=3 model=1 bus1=B1 kW=0 kvar=0
New Load.Carga2 phases=3 model=1 bus1=B2 kW=100 kvar=60
New Load.Carga3 phases=3 model=1 bus1=B3 kW=90 kvar=40
New Load.Carga4 phases=3 model=1 bus1=B4 kW=120 kvar=80
New Load.Carga5 phases=3 model=1 bus1=B5 kW=60 kvar=30
New Load.Carga6 phases=3 model=1 bus1=B6 kW=60 kvar=20
New Load.Carga7 phases=3 model=1 bus1=B7 kW=200 kvar=100
New Load.Carga8 phases=3 model=1 bus1=B8 kW=200 kvar=100
New Load.Carga9 phases=3 model=1 bus1=B9 kW=60 kvar=20
New Load.Carga10 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=60 kvar=20
New Load.Carga11 phases=3 model=1 bus1=B11 kW=45 kvar=30
New Load.Carga12 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=60 kvar=35
New Load.Carga13 phases=3 model=1 bus1=B13 kW=60 kvar=35
New Load.Carga14 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=120 kvar=80
New Load.Carga15 phases=3 model=1 bus1=B15 kW=60 kvar=10
New Load.Carga16 phases=3 model=1 bus1=B16 kW=60 kvar=20
New Load.Carga17 phases=3 model=1 bus1=B17 kW=60 kvar=20
New Load.Carga18 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=90 kvar=40
New Load.Carga19 phases=3 model=1 bus1=B19 kW=90 kvar=40
New Load.Carga20 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=90 kvar=40
New Load.Carga21 phases=3 model=1 bus1=B21 kW=90 kvar=40
New Load.Carga22 phases=3 model=1 bus1=B21 kW=90 kvar=40
New Load.Carga23 phases=3 model=1 bus1=B23 kW=90 kvar=50
New Load.Carga24 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=420 kvar=200
New Load.Carga25 phases=3 model=1 bus1=B25 kW=420 kvar=200
New Load.Carga26 phases=3 model=1 bus1=B26 kW=60 kvar=25
New Load.Carga27 phases=3 model=1 bus1=B27 kW=60 kvar=25
New Load.Carga28 phases=3 model=1 bus1=B28 kW=60 kvar=20
New Load.Carga29 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=120 kvar=70
New Load.Carga30 phases=3 model=1 bus1=B30 kW=200 kvar=600
New Load.Carga31 phases=3 model=1 bus1=B31 kW=150 kvar=70
New Load.Carga32 phases=3 model=1 bus1=B32 kW=210 kvar=100
New Load.Carga33 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=60 kvar=40
//-----//
```

Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, todos parâmetros (geração centralizada, linhas de distribuição e cargas) que envolvem o modelo base que será utilizado para realização do estudo de caso, está parametrizado no *software OpenDSS*.

3.5 Implementação da GD no OpenDSS

Para realização dos cenários é necessária a implementação de geração distribuída no modelo base. Com isso, a implementação da GD foi realizada de forma similar a modelagem das cargas, apresentada na Figura 17. Porém, haverá uma diferença, pois a geração distribuída será modelada como uma carga com demanda

negativa, a fim de simular que está ocorrendo uma injeção de potência no sistema, e não uma demanda.

As linhas de código foram implementadas no *OpenDSS*, referente a cada uma das simulações de injeção de geração distribuída de cada cenário, estão apresentadas nos subtópicos abaixo.

3.5.1 Códigos utilizados para implementação de GD no OpenDSS do cenário 1

Como já foi citado, o cenário 1 propõe um aumento da geração distribuída de forma progressiva, considerando uma progressão de injeção de potência para cada simulação de 10% da demanda total do sistema. Com isso, os códigos utilizados para implementar/aumentar a geração distribuída no sistema, encontra-se na Figura 18. Sendo que para cada simulação no *software OpenDSS*, apenas as linhas de código referente a ela são adicionadas, por exemplo: um aumento de geração distribuída no sistema correspondente a 10% da demanda total, está retratado pela simulação 2. Logo, deve-se adicionar apenas as 4 linhas de código referente a essa simulação e executar no OpenDSS.

Figura 18 - Linhas de código utilizadas por cada simulação do cenário 1

```
//_____ MODELAGEM DAS UNIDADES GERADORAS (GD) _____//
//_____ Cenário 1 _____//

// Simulação 2:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-92.875 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-92.875 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-92.875 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-92.875 kvar=0

// Simulação 3:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-185.75 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-185.75 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-185.75 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-185.75 kvar=0

// Simulação 4:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-278.625 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-278.625 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-278.625 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-278.625 kvar=0

// Simulação 5:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-371.5 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-371.5 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-371.5 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-371.5 kvar=0

// Simulação 6:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-464.375 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-464.375 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-464.375 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-464.375 kvar=0

// Simulação 7:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-557.25 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-557.25 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-557.25 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-557.25 kvar=0

// Simulação 8:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-650.125 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-650.125 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-650.125 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-650.125 kvar=0

// Simulação 9:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-743 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-743 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-743 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-743 kvar=0

// Simulação 10:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-835.875 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-835.875 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-835.875 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-835.875 kvar=0

// Simulação 11:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-928.75 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-928.75 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-928.75 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-928.75 kvar=0

// Simulação 12:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-1021.625 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-1021.625 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-1021.625 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-1021.625 kvar=0
```

Fonte: Elaboração própria (2024).

3.5.2 Códigos utilizados para implementação de GD no OpenDSS do cenário 2

Como já foi citado, o cenário 2 propõe um aumento da geração distribuída em cada simulação de forma progressiva, considerando uma progressão de injeção de potência em cada uma das áreas, apresentadas na Figura 14, de 10% da demanda parcial da região que está implementada essa geração distribuída. Com isso, o código utilizado para implementar/aumentar a geração distribuída no sistema, encontra-se na Figura 19. Sendo que para cada simulação no *software OpenDSS*, apenas as linhas de código referente a ela são adicionadas, por exemplo: um aumento de geração distribuída no sistema correspondente a 10% da demanda parcial de cada região, está retratado pela simulação 2. Logo, deve-se adicionar apenas as 4 linhas de código referente a essa simulação e executar no *OpenDSS*.

Figura 19 - Linhas de código utilizadas por cada simulação do cenário 2

```
//_____ MODELAGEM DAS UNIDADES GERADORAS (GD) _____//
//_____ Cenário 2 _____//

// Simulação 2:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-150.5 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-93 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-36 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-92 kvar=0

// Simulação 3:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-301 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-184 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-72 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-184 kvar=0

// Simulação 4:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-451.5 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-279 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-108 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-276 kvar=0

// Simulação 5:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-602 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-372 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-144 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-368 kvar=0

// Simulação 6:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-752.5 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-465 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-180 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-460 kvar=0

// Simulação 7:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-903 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-558 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-216 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-552 kvar=0

// Simulação 8:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-1053.5 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-651 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-252 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-644 kvar=0

// Simulação 9:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-1204 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-744 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-288 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-736 kvar=0

// Simulação 10:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-1354.5 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-837 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-324 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-828 kvar=0

// Simulação 11:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-1505 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-930 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-360 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-920 kvar=0

// Simulação 12:
New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B12 kW=-1655.5 kvar=0
New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B20 kW=-1023 kvar=0
New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B24 kW=-396 kvar=0
New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B29 kW=-1012 kvar=0
```

Fonte: Elaboração própria (2024).

3.5.3 Códigos utilizados para implementação de GD no OpenDSS do cenário 3

Como já foi citado, o cenário 3 propõe um aumento da geração distribuída de forma progressiva, considerando uma progressão de injeção de potência para cada simulação de 10% da demanda total do sistema. Com isso, o código utilizado para

implementar/aumentar a geração distribuída no sistema, encontra-se na Figura 20. Sendo que para cada simulação no *software OpenDSS*, apenas as linhas de código referente a ela serão adicionadas, por exemplo: um aumento de geração distribuída no sistema correspondente a 10% da demanda total, está retratado pela simulação 2. Logo, deve-se adicionar apenas as 4 linhas de código referente a essa simulação e executar no *OpenDSS*.

Figura 20 - Linhas de código utilizadas por cada simulação do cenário 3

```
//_____ MODELAGEM DAS UNIDADES GERADORAS (GD) _____//
//_____ Cenário 3 _____//

// Simulação 2:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-92.875 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-92.875 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-92.875 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-92.875 kvar=0

// Simulação 3:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-185.75 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-185.75 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-185.75 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-185.75 kvar=0

// Simulação 4:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-278.625 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-278.625 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-278.625 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-278.625 kvar=0

// Simulação 5:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-371.5 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-371.5 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-371.5 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-371.5 kvar=0

// Simulação 6:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-464.375 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-464.375 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-464.375 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-464.375 kvar=0

// Simulação 7:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-557.25 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-557.25 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-557.25 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-557.25 kvar=0

// Simulação 8:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-650.125 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-650.125 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-650.125 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-650.125 kvar=0

// Simulação 9:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-743 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-743 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-743 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-743 kvar=0

// Simulação 10:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-835.875 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-835.875 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-835.875 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-835.875 kvar=0

// Simulação 11:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-928.75 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-928.75 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-928.75 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-928.75 kvar=0

// Simulação 12:
! New Load.Carga34 phases=3 model=1 bus1=B10 kW=-1021.625 kvar=0
! New Load.Carga35 phases=3 model=1 bus1=B14 kW=-1021.625 kvar=0
! New Load.Carga36 phases=3 model=1 bus1=B18 kW=-1021.625 kvar=0
! New Load.Carga37 phases=3 model=1 bus1=B33 kW=-1021.625 kvar=0
```

Fonte: Elaboração própria (2024).

4 RESULTADOS

Para realizar as simulações, utilizando todos os parâmetros do sistema implementado, citados anteriormente, é adicionado ao final do código no *software* *OpenDSS* as linhas de código, apresentadas na Figura 21.

Figura 21 - Código para realizar os cálculos da simulação no OpenDSS

```
//_____ CALCULOS _____//
Set voltagebases=[12.66]
Calc voltagebases
New energymeter.linha1 element=line.linha1 terminal=1
Solve algorithm=Newton
//-----//
```

Fonte: Elaboração própria (2024).

Para obter os resultados como tensões nas barras, gráfico de tensão por distância nas barras, perdas no sistema, correntes e fluxo de potência, de forma rápida, e só adicionar uma das linhas, apresentados na Figura 22, abaixo do código de cálculos. Logo, após a execução do código completo, irá abrir uma janela no bloco de notas apresentando qual resultado foi solicitado. Por exemplo: adicionando a linha “show losses”, ao executar o código irá abrir uma janela do bloco de notas apresentando o comportamento das perdas no sistema todo.

Figura 22 - Código para demonstrar resultados

```
//____ RESULTADOS ____//
! Show Voltage LL Nodes
! Show Currents Elements
! Show Powers kva Elements
! show losses
! plot profile
//-----//
```

Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, já se tem todas as informações necessárias para começar as simulações de todos os cenários propostos, que são apresentados nos subtópicos a seguir.

4.1 Simulações cenário 1

O cenário 1, consiste nas simulações envolvendo o aumento da geração distribuída de forma progressiva, considerando uma progressão de injeção de

potência para cada simulação de 10% da demanda total do sistema. Para cada simulação são extraídos os valores das tensões nas barras do sistema, comportamento do fluxo de potência nas linhas do sistema e perdas totais do sistema. Com isso, resultados das simulações do cenário 1, encontram-se nos subtópicos abaixo.

4.1.1 Resultados do perfil de tensão das simulações do cenário 1

O Quadro 5 representa o resultado das tensões em cada barra do sistema, extraídos das simulações, no *OpenDSS*, que compõem o cenário 1. Para esse sistema é considerado como tensão base 12,66kV. As barras destacadas em verde são os locais onde foram inseridas as gerações distribuídas.

Quadro 5 – Resultado perfil de tensões nas barras, simulações do cenário 1

Barra:	Tensões nas barras, simulações de cenário 1 (pu):											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,9984	0,9984	0,9985	0,9985	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987	0,9988	0,9988	0,9989	0,9989
2	0,9955	0,9957	0,996	0,9963	0,9965	0,9968	0,9971	0,9973	0,9976	0,9979	0,9981	0,9984
3	0,9816	0,9828	0,9839	0,9851	0,9862	0,9874	0,9886	0,9898	0,9909	0,9921	0,9932	0,9943
4	0,9743	0,9759	0,9775	0,9791	0,9807	0,9823	0,984	0,9856	0,9872	0,9888	0,9903	0,9919
5	0,9671	0,9691	0,9712	0,9732	0,9753	0,9774	0,9795	0,9816	0,9837	0,9857	0,9877	0,9897
6	0,9492	0,9522	0,9552	0,9582	0,9613	0,9645	0,9676	0,9707	0,9738	0,9768	0,9798	0,9828
7	0,9458	0,9489	0,952	0,9552	0,9584	0,9617	0,9649	0,9682	0,9714	0,9745	0,9777	0,9807
8	0,9411	0,9446	0,9482	0,9517	0,9554	0,9591	0,9628	0,9665	0,9701	0,9737	0,9773	0,9807
9	0,9351	0,9392	0,9434	0,9475	0,9518	0,9562	0,9605	0,9648	0,9691	0,9733	0,9774	0,9815
10	0,9295	0,9342	0,939	0,9438	0,9487	0,9537	0,9587	0,9636	0,9685	0,9733	0,9781	0,9828
11	0,9287	0,9335	0,9384	0,9433	0,9483	0,9535	0,9586	0,9637	0,9686	0,9736	0,9785	0,9833
12	0,9272	0,9323	0,9374	0,9425	0,9478	0,9532	0,9585	0,9638	0,969	0,9742	0,9793	0,9843
13	0,9214	0,9264	0,9315	0,9366	0,9418	0,9472	0,9526	0,9579	0,9632	0,9684	0,9735	0,9786
14	0,9192	0,9242	0,9293	0,9344	0,9396	0,9451	0,9504	0,9558	0,961	0,9662	0,9714	0,9765
15	0,9179	0,9229	0,928	0,933	0,9383	0,9437	0,9491	0,9544	0,9597	0,9649	0,9701	0,9751
16	0,9166	0,9216	0,9267	0,9317	0,9369	0,9424	0,9478	0,9531	0,9584	0,9636	0,9688	0,9739
17	0,9147	0,9197	0,9247	0,9298	0,935	0,9404	0,9458	0,9512	0,9565	0,9617	0,9669	0,972
18	0,9141	0,9191	0,9241	0,9292	0,9344	0,9398	0,9452	0,9506	0,9559	0,9611	0,9663	0,9714
19	0,9949	0,9953	0,9957	0,996	0,9964	0,9968	0,9971	0,9975	0,9978	0,9982	0,9986	0,9989
20	0,9914	0,9926	0,9939	0,9951	0,9963	0,9976	0,9988	1	1,0013	1,0025	1,0037	1,0049
21	0,9907	0,9919	0,9932	0,9944	0,9956	0,9969	0,9981	0,9993	1,0006	1,0018	1,003	1,0042
22	0,99	0,9913	0,9925	0,9938	0,995	0,9962	0,9975	0,9987	0,9999	1,0012	1,0024	1,0036
23	0,978	0,9794	0,9809	0,9823	0,9837	0,9852	0,9866	0,9881	0,9895	0,9909	0,9923	0,9937
24	0,9713	0,9733	0,9753	0,9773	0,9792	0,9812	0,9832	0,9852	0,9871	0,9891	0,991	0,9929
25	0,968	0,97	0,972	0,9739	0,9759	0,9779	0,9799	0,9819	0,9839	0,9858	0,9877	0,9897
26	0,9473	0,9504	0,9536	0,9567	0,9599	0,9632	0,9665	0,9697	0,9729	0,9761	0,9792	0,9823
27	0,9449	0,9481	0,9514	0,9547	0,9581	0,9616	0,965	0,9684	0,9718	0,9751	0,9784	0,9817
28	0,9338	0,9377	0,9416	0,9454	0,9495	0,9536	0,9578	0,9618	0,9659	0,9699	0,9738	0,9777
29	0,9259	0,9302	0,9345	0,9389	0,9434	0,9481	0,9527	0,9573	0,9619	0,9663	0,9708	0,9752
30	0,9224	0,9267	0,9311	0,9354	0,9399	0,9446	0,9493	0,9539	0,9584	0,9629	0,9674	0,9718
31	0,9185	0,9227	0,927	0,9314	0,9358	0,9405	0,9452	0,9499	0,9544	0,959	0,9634	0,9679
32	0,9176	0,9219	0,9262	0,9305	0,9349	0,9397	0,9443	0,949	0,9536	0,9581	0,9626	0,967
33	0,9173	0,9216	0,9259	0,9302	0,9347	0,9394	0,9441	0,9487	0,9533	0,9578	0,9623	0,9667

Fonte: Elaboração própria (2024).

21	90,0	90,0	90,0	90	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
22	939,6	845,3	751,2	657,3	563,5	469,9	376,4	283,1	189,9	96,9	4,0	-88,7
23	846,4	752,7	659,0	565,4	472,0	378,6	285,4	192,3	99,2	6,3	-86,6	-179,3
24	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,2	421,2	421,2	421,2
25	923,1	836,6	748,5	659,9	569,9	476,2	382,2	288,6	195,2	102,2	9,3	-83,2
26	860,6	774,4	686,4	598,0	508,2	414,6	320,8	227,2	134,0	40,9	-51,9	-144,4
27	797,5	711,6	623,8	535,6	446,0	352,6	258,9	165,5	72,3	-20,7	-113,5	-206,0
28	727,2	641,9	555,0	467,6	378,6	285,8	192,6	99,5	6,5	-86,4	-179,3	-272,0
29	602,6	608,5	614,5	620,6	624,9	625,4	625,3	625,3	625,3	625,2	625,1	625,0
30	404,9	408,9	412,9	417,0	421,2	421,7	421,7	421,7	421,7	421,7	421,6	421,6
31	259,2	261,8	264,4	267,0	269,7	270,2	270,2	270,2	270,2	270,2	270,2	270,2
32	57,5	58,1	58,7	59,3	59,9	60,0	60,0	60,0	60	60,0	60,0	60,0

Fonte: Elaboração própria (2024).

4.1.3 Perdas no sistema cenário 1

A Quadro 7 representa o resultado das perdas no sistema, extraídos da simulação do cenário 1, no *OpenDSS*.

Quadro 7 - Resultado das perdas no sistema, simulações do cenário 1

	Perdas, simulações do cenário 1:											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Perdas (kW)	193,0	171,1	151,5	134,3	118,8	105,2	94,2	85,9	80,0	76,7	75,6	77,1

Fonte: Elaboração própria (2024).

4.2 Simulações cenário 2

O cenário 2, propõe um aumento da geração distribuída em cada simulação de forma progressiva, considerando uma progressão de injeção de potência em cada uma das áreas, apresentadas na Figura 14, de 10% da demanda parcial da região que está implementada essa geração distribuída. Para cada simulação, são extraídos os valores das tensões nas barras do sistema, comportamento do fluxo de potência nas linhas do sistema e perdas totais do sistema. Com isso, os resultados das simulações do cenário 2 encontram-se nos subtópicos abaixo.

4.2.1 Resultados do perfil de tensão das simulações do cenário 2

O Quadro 8 representa o resultado das tensões em cada barra do sistema, extraídos das simulações, no *OpenDSS*, que compõem o cenário 2. Para esse sistema

é considerado como tensão base 12,66kV. As barras destacadas em verde são os locais onde foram inseridas as gerações distribuídas.

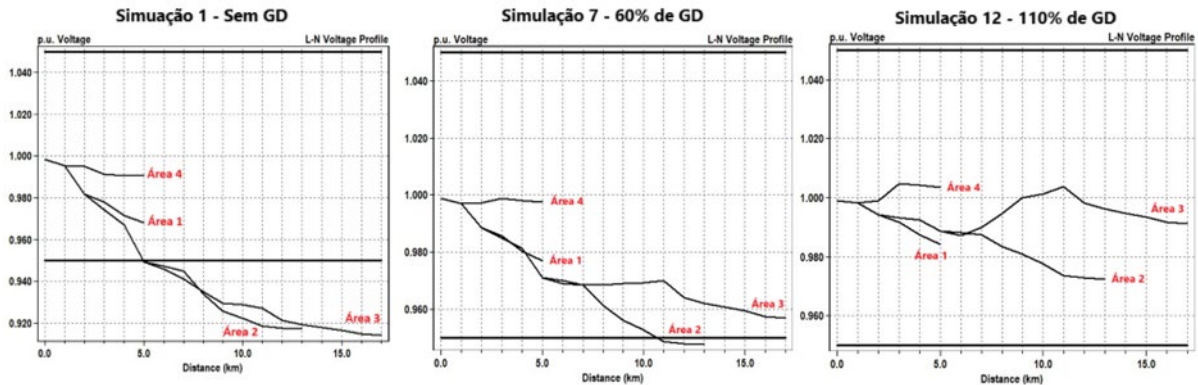
Quadro 8 – Resultado perfil de tensões nas barras, simulações do cenário 2

Barra:	Tensões nas barras, simulações do cenário 2 (pu):											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,9984	0,9984	0,9984	0,9985	0,9985	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987	0,9988	0,9988	0,9988
2	0,9955	0,9957	0,9959	0,9962	0,9965	0,9968	0,9970	0,9973	0,9976	0,9978	0,9981	0,9983
3	0,9816	0,9827	0,9839	0,9850	0,9862	0,9874	0,9886	0,9897	0,9908	0,992	0,9931	0,9941
4	0,9743	0,9760	0,9777	0,9794	0,9812	0,9830	0,9847	0,9864	0,9881	0,9898	0,9915	0,9931
5	0,9671	0,9694	0,9717	0,9740	0,9764	0,9788	0,9811	0,9835	0,9857	0,9880	0,9902	0,9924
6	0,9492	0,9527	0,9563	0,9599	0,9636	0,9674	0,9711	0,9747	0,9782	0,9817	0,9852	0,9886
7	0,9458	0,9495	0,9533	0,9571	0,9610	0,965	0,9688	0,9726	0,9763	0,9800	0,9836	0,9872
8	0,9411	0,9455	0,95	0,9545	0,9591	0,9637	0,9683	0,9728	0,9772	0,9815	0,9858	0,99
9	0,9351	0,9404	0,9459	0,9514	0,9571	0,9627	0,9683	0,9737	0,9791	0,9844	0,9896	0,9947
10	0,9295	0,9358	0,9423	0,9489	0,9556	0,9623	0,9688	0,9753	0,9816	0,9879	0,9940	1,0001
11	0,9287	0,9352	0,9419	0,9486	0,9555	0,9624	0,9691	0,9758	0,9823	0,9887	0,9951	1,0013
12	0,9272	0,9341	0,9412	0,9483	0,9555	0,9628	0,9699	0,9769	0,9838	0,9905	0,9972	1,0038
13	0,9214	0,9283	0,9352	0,9423	0,9496	0,9569	0,9641	0,9711	0,9780	0,9849	0,9916	0,9982
14	0,9192	0,9261	0,9330	0,9401	0,9475	0,9548	0,9619	0,9690	0,9759	0,9827	0,9895	0,9961
15	0,9179	0,9247	0,9317	0,9387	0,9461	0,9534	0,9606	0,9676	0,9746	0,9814	0,9882	0,9948
16	0,9166	0,9234	0,9304	0,9374	0,9448	0,9521	0,9593	0,9664	0,9733	0,9802	0,9869	0,9935
17	0,9147	0,9215	0,9284	0,9354	0,9428	0,9502	0,9574	0,9644	0,9714	0,9783	0,9850	0,9917
18	0,9141	0,9209	0,9278	0,9349	0,9422	0,9496	0,9568	0,9639	0,9708	0,9777	0,9845	0,9911
19	0,9949	0,9952	0,9956	0,9960	0,9963	0,9967	0,9971	0,9974	0,9978	0,9981	0,9985	0,9988
20	0,9914	0,9926	0,9938	0,9950	0,9963	0,9975	0,9988	1	1,0013	1,0025	1,0037	1,0049
21	0,9907	0,9919	0,9931	0,9943	0,9956	0,9968	0,9981	0,9993	1,0006	1,0018	1,0030	1,0042
22	0,99	0,9912	0,9924	0,9937	0,9950	0,9962	0,9974	0,9987	0,9999	1,0012	1,0024	1,0036
23	0,978	0,9792	0,9805	0,9818	0,9831	0,9843	0,9856	0,9869	0,9881	0,9893	0,9905	0,9917
24	0,9713	0,9728	0,9742	0,9757	0,9772	0,9788	0,9802	0,9817	0,9832	0,9846	0,9860	0,9874
25	0,968	0,9694	0,9709	0,9724	0,9739	0,9755	0,9769	0,9784	0,9799	0,9813	0,9827	0,9841
26	0,9473	0,951	0,9547	0,9584	0,9622	0,9661	0,9699	0,9737	0,9773	0,981	0,9845	0,9880
27	0,9449	0,9486	0,9525	0,9564	0,9604	0,9645	0,9684	0,9724	0,9762	0,9800	0,9837	0,9874
28	0,9338	0,9382	0,9426	0,9471	0,9518	0,9565	0,9612	0,9658	0,9703	0,9747	0,9791	0,9834
29	0,9259	0,9307	0,9356	0,9405	0,9457	0,9510	0,9561	0,9612	0,9662	0,9712	0,9760	0,9808
30	0,9224	0,9272	0,9321	0,9371	0,9423	0,9475	0,9527	0,9578	0,9628	0,9678	0,9727	0,9775
31	0,9185	0,9232	0,9281	0,9330	0,9382	0,9435	0,9487	0,9538	0,9589	0,9638	0,9687	0,9736
32	0,9176	0,9223	0,9272	0,9321	0,9373	0,9426	0,9478	0,9529	0,9580	0,9630	0,9679	0,9727
33	0,9173	0,9221	0,9269	0,9318	0,9370	0,9423	0,9475	0,9527	0,9577	0,9627	0,9676	0,9724

Fonte: Elaboração própria (2024).

A Figura 24 representa o comportamento da tensão conforme vai aumentando a distância, para as simulações 1, 7 e 12 (referente as injeções de potência, através da GD, proporcional a 0%, 60% e 110% das demandas parciais de cada área sistema).

Figura 24 - Comportamento da tensão em função da distância, cenário 2



Fonte: Elaboração própria (2024).

4.2.2 Comportamento do fluxo de potência cenário 2

O Quadro 9 representa os resultados do comportamento do fluxo de potência do sistema, extraídos das simulações do cenário 2, no *OpenDSS*, considerando como sentido referência, saindo da fonte centralizada até as cargas.

Quadro 9 - Resultado comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 2

Linha:	Fluxo de potência ativa nas linhas, simulações do cenário 2 (kW):											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	3861,1	3483,9	3106,6	2725,2	2341,1	1957,2	1577,1	1200,5	827,3	457,4	90,9	-272,2
2	3388,1	3106,0	2821,4	2536,4	2246,4	1956,2	1669,3	1385,7	1105,2	827,6	553	281,6
3	2308,5	2068,7	1825,9	1582,2	1333,1	1083,3	836,2	591,8	349,9	110,3	-126,8	-361,3
4	2169,6	1932,3	1691,7	1450,1	1202,8	954,4	708,5	464,9	223,5	-15,8	-252,9	-487,7
5	2091,9	1857,0	1618,7	1378,9	1133,3	886,4	641,5	398,6	157,7	-81,5	-318,8	-554
6	1072,6	927,6	780,5	632,1	480,4	329,7	180	31,3	-116,4	-263,1	-409	-553,6
7	870,8	726,2	579,4	431,2	279,8	129,2	-20,4	-169	-316,7	-463,5	-609,5	-754,2
8	666,2	522,8	376,9	229,5	78,6	-71,7	-221,2	-369,9	-517,9	-665,3	-812	-957,6
9	602,4	460,2	315,3	168,5	17,9	-132,4	-282,2	-431,5	-580,4	-728,9	-877	-1024,3
10	539,9	398,0	253,9	107,7	-42,7	-193,1	-343,3	-493,4	-643,3	-793,0	-942,7	-1091,8
11	495,2	352,7	208,7	62,6	-87,8	-238,2	-388,5	-538,8	-688,9	-838,9	-988,9	-1138,4
12	435,5	442,4	449,5	453,9	454	454	453,9	453,9	453,8	453,7	453,7	453,7
13	375,0	381,0	387,0	391,4	391,5	391,5	391,5	391,5	391,5	391,4	391,4	391,4
14	258,7	262,9	267,1	270,7	270,9	270,9	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8
15	200,8	204,0	207,3	210,3	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5
16	143,1	145,4	147,7	150,1	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3
17	85,7	87,1	88,5	89,9	90	90	90	90	90	90,0	90	90,1
18	361,1	267,7	176,4	81,3	-11,6	-104,3	-196,9	-289,3	-381,4	-473,5	-565,3	-657
19	271,0	177,6	86,3	-8,7	-101,6	-194,4	-286,9	-379,4	-471,6	-563,7	-655,7	-747,5
20	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1
21	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90,0	90	90
22	939,6	903,0	866,5	830	793,5	757	720,6	684,1	647,7	611,4	575	538,7
23	846,4	810,1	773,7	737,4	701,1	664,8	628,5	592,2	556	519,7	483,5	447,3
24	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,2	421,2	421,2
25	923,1	838,3	751,7	664,3	573,9	480,5	387,4	294,6	202,1	109,8	17,9	-73,9
26	860,6	776,1	689,6	602,4	512,1	418,9	325,9	233,3	140,8	48,6	-43,3	-135,1
27	797,5	713,3	627,0	540,1	450	356,9	264,1	171,5	79,2	-13,0	-104,9	-196,7
28	727,2	643,6	558,2	472	382,6	290,1	197,8	105,5	13,4	-78,7	-170,7	-262,5

29	602,6	609,3	616,1	622,3	625,4	625,4	625,3	625,3	625,2	625,1	625	625
30	404,9	409,4	414,0	418,6	421,7	421,7	421,7	421,7	421,7	421,6	421,6	421,6
31	259,2	262,1	265,0	268	270,2	270,2	270,2	270,2	270,2	270,2	270,2	270,2
32	57,5	58,2	58,8	59,5	60	60	60	60	60	60	60	60

Fonte: Elaboração própria (2024).

4.2.3 Perdas no sistema cenário 2

A Quadro 10 representa o resultado das perdas no sistema, extraídos da simulação do cenário 2, no *OpenDSS*.

Quadro 10 - Resultado das perdas no sistema, simulações do cenário 2

	Perdas, simulações do cenário 2:											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Perdas (kW)	193,0	168,1	146,5	128	112,1	99,7	91,1	86,0	84,3	85,9	90,8	98,8

Fonte: Elaboração própria (2024).

4.3 Simulações cenário 3

O cenário 3 consiste nas simulações envolvendo o aumento da geração distribuída de forma progressiva, considerando uma progressão de injeção de potência para cada simulação de 10% da demanda total do sistema. Para cada simulação, são extraídos os valores das tensões nas barras do sistema, comportamento do fluxo de potência nas linhas do sistema e perdas totais do sistema. Com isso, resultados das simulações do cenário 3 encontram-se nos subtópicos abaixo.

4.3.1 Resultados do perfil de tensão das simulações do cenário 3

O Quadro 11 representa o resultado das tensões em cada barra do sistema, extraídos das simulações, no *OpenDSS*, que compõem o cenário 3. Para esse sistema é considerado como tensão base 12,66kV. As barras destacadas em verde são os locais onde foram inseridas as gerações distribuídas.

Quadro 11 – Resultado perfil de tensões nas barras, simulações do cenário 3

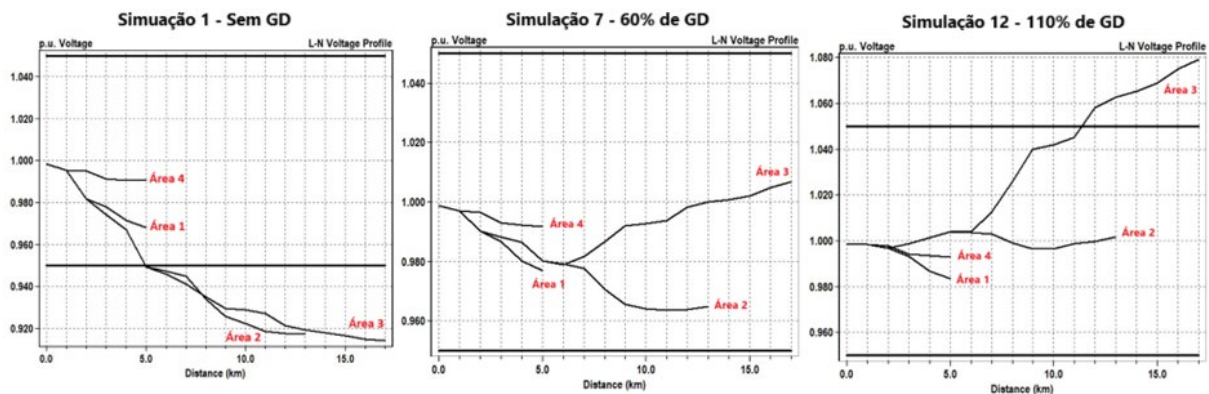
Barra:	Tensão nas barras, simulações do cenário 3 (pu):											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,9984	0,9984	0,9984	0,9985	0,9985	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987	0,9987	0,9987	0,9988
2	0,9955	0,9957	0,996	0,9962	0,9965	0,9968	0,9970	0,9973	0,9975	0,9977	0,9979	0,9982

3	0,9816	0,9830	0,9845	0,9860	0,9874	0,9888	0,9902	0,9915	0,9928	0,9941	0,9954	0,9967
4	0,9743	0,9766	0,9789	0,9813	0,9837	0,9859	0,9881	0,9902	0,9923	0,9944	0,9965	0,9987
5	0,9671	0,9702	0,9735	0,9769	0,9801	0,9833	0,9863	0,9893	0,9922	0,9951	0,9981	1,0011
6	0,9492	0,9543	0,9596	0,9650	0,9702	0,9753	0,9802	0,9850	0,9896	0,9943	0,9990	1,0039
7	0,9458	0,9512	0,9569	0,9626	0,9682	0,9736	0,9788	0,9838	0,9887	0,9937	0,9987	1,0037
8	0,9411	0,9478	0,9548	0,9618	0,9687	0,9753	0,9817	0,9879	0,9939	1	1,0062	1,0125
9	0,9351	0,9436	0,9525	0,9614	0,9701	0,9784	0,9865	0,9944	1,002	1,0098	1,0178	1,0258
10	0,9295	0,9399	0,9507	0,9616	0,9721	0,9822	0,9920	1,0016	1,0108	1,0204	1,0301	1,0400
11	0,9287	0,9393	0,9504	0,9615	0,9722	0,9826	0,9926	1,0024	1,0118	1,0216	1,0315	1,0417
12	0,9272	0,9383	0,9499	0,9614	0,9725	0,9834	0,9938	1,0040	1,0138	1,0240	1,0344	1,0450
13	0,9214	0,9341	0,9475	0,9608	0,9737	0,9862	0,9983	1,0101	1,0215	1,0333	1,0455	1,0579
14	0,9192	0,9326	0,9467	0,9606	0,9742	0,9873	1	1,0123	1,0243	1,0368	1,0496	1,0626
15	0,9179	0,9316	0,9460	0,9604	0,9743	0,9877	1,0008	1,0134	1,0257	1,0385	1,0517	1,0651
16	0,9166	0,9307	0,9456	0,9604	0,9748	0,9886	1,0021	1,0151	1,0278	1,0411	1,0547	1,0686
17	0,9147	0,9296	0,9453	0,9608	0,9759	0,9905	1,0047	1,0184	1,0318	1,0458	1,0602	1,0750
18	0,9141	0,9295	0,9456	0,9616	0,9771	0,9921	1,0067	1,0208	1,0345	1,049	1,0639	1,0791
19	0,9949	0,9951	0,9954	0,9957	0,9960	0,9962	0,9965	0,9967	0,997	0,9972	0,9974	0,9976
20	0,9914	0,9916	0,9919	0,9922	0,9925	0,9927	0,9930	0,9932	0,9934	0,9937	0,9939	0,9941
21	0,9907	0,9909	0,9912	0,9915	0,9918	0,9920	0,9923	0,9925	0,9927	0,9930	0,9932	0,9934
22	0,99	0,9903	0,9906	0,9909	0,9911	0,9914	0,9916	0,9919	0,9921	0,9923	0,9926	0,9928
23	0,978	0,9794	0,9809	0,9824	0,9839	0,9853	0,9866	0,9880	0,9893	0,9906	0,9919	0,9932
24	0,9713	0,9727	0,9742	0,9758	0,9772	0,9787	0,9800	0,9814	0,9827	0,9840	0,9853	0,9866
25	0,968	0,9694	0,9709	0,9724	0,9739	0,9754	0,9767	0,9781	0,9794	0,9807	0,9820	0,9834
26	0,9473	0,9525	0,9579	0,9635	0,9688	0,9740	0,9791	0,9840	0,9887	0,9935	0,9984	1,0034
27	0,9449	0,9502	0,9558	0,9615	0,9670	0,9724	0,9777	0,9827	0,9876	0,9926	0,9977	1,0028
28	0,9338	0,9397	0,9458	0,9523	0,9585	0,9646	0,9705	0,9762	0,9818	0,9874	0,9931	0,9988
29	0,9259	0,9322	0,9388	0,9457	0,9525	0,9591	0,9656	0,9718	0,9778	0,9840	0,9901	0,9963
30	0,9224	0,9290	0,9359	0,9432	0,9503	0,9573	0,9640	0,9705	0,9769	0,9833	0,9898	0,9962
31	0,9185	0,9256	0,9331	0,9409	0,9487	0,9562	0,9635	0,9707	0,9776	0,9846	0,9916	0,9986
32	0,9176	0,9249	0,9326	0,9406	0,9486	0,9563	0,9638	0,9711	0,9782	0,9854	0,9925	0,9997
33	0,9173	0,9249	0,9327	0,9410	0,9491	0,9570	0,9647	0,9722	0,9795	0,9869	0,9942	1,0016

Fonte: Elaboração própria (2024).

A Figura 25 representa o comportamento da tensão conforme vai aumentando a distância, para as simulações 1, 7 e 12 (referente as injeções de potência, através da GD, proporcional a 0%, 60% e 110% das demandas parciais de cada área sistema).

Figura 25 - Comportamento da tensão em função da distância, cenário 3



Fonte: Elaboração própria (2024).

4.3.2 Comportamento do fluxo de potência cenário 3

O Quadro 12 representa os resultados do comportamento do fluxo de potência do sistema, extraídos das simulações do cenário 3 no *OpenDSS*, considerando como sentido referência, saindo da fonte centralizada até as cargas.

Quadro 12 - Resultado comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 3

Linha:	Fluxo de potência ativa nas linhas, simulações do cenário 3 (kW):											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	3861,1	3486,2	3098,8	2708,9	2327,1	1954,6	1590,3	1234,5	885,6	525,1	155,5	-223
2	3388,1	3014,8	2628,9	2240,3	1859,7	1488,1	1124,5	769,3	420,7	60,4	-309,1	-687,8
3	2308,5	1942,7	1563,7	1181,2	805,5	437,7	77,1	-276,2	-623,7	-983,8	-1354,1	-1734,6
4	2169,6	1807,5	1431,7	1051,7	677,9	311,2	-49,1	-402,7	-751	-1112,6	-1485,2	-1868,8
5	2091,9	1733,5	1360,7	983,2	611	245,1	-114,9	-469	-818,4	-1181,8	-1556,9	-1943,9
6	1072,6	803,4	522,2	243,5	-30,7	-300,7	-566,8	-829,1	-1088,6	-1363,9	-1653,2	-1956,6
7	870,8	602,3	321,5	43,1	-231	-501,1	-767,6	-1030,3	-1290,3	-1566,5	-1856,8	-2161,5
8	666,2	399,7	120,2	-157,7	-432,1	-703,1	-971,1	-1236	-1498,8	-1778,5	-2073,3	-2383,3
9	602,4	337,9	59,5	-218,5	-494	-767,1	-1038,1	-1306,8	-1574,2	-1859,7	-2161,5	-2480
10	539,9	369,3	184,6	-0,8	-184,8	-367,3	-548,6	-728,6	-907,9	-1106,6	-1322,8	-1546,6
11	495,2	324	139,5	-45,9	-229,9	-412,6	-594,1	-774,3	-954	-1153,1	-1369,9	-1595,1
12	435,5	263,6	79,3	-106,1	-290,2	-473,1	-655,1	-835,9	-1016,2	-1216,3	-1434,3	-1662
13	375,0	202,7	18,8	-166,6	-351,4	-535,6	-719,5	-902,6	-1085,9	-1289,7	-1513,7	-1748,5
14	258,7	175,5	84,4	-8,2	-100,4	-192,4	-284,1	-375,3	-466,8	-575,6	-688	-806,1
15	200,8	115,8	24,4	-68,2	-160,5	-252,5	-344,4	-435,9	-527,6	-637,3	-751,6	-871,9
16	143,1	56,4	-35,7	-128,3	-220,7	-312,9	-405	-496,8	-588,9	-699,9	-816,5	-939,1
17	85,7	-2,8	-95,7	-188,4	-281,1	-373,7	-466,3	-558,7	-651,5	-764,9	-884,4	-1010,2
18	361,1	361,1	361,1	361,1	361,1	361,1	361,1	361,1	361,1	361,1	361,1	361,1
19	271,0	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271	271
20	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1
21	90,0	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
22	939,6	939,6	939,6	939,5	939,5	939,5	939,4	939,4	939,4	939,3	939,3	939,3
23	846,4	846,4	846,4	846,4	846,4	846,3	846,3	846,3	846,3	846,2	846,2	846,2
24	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,3	421,2	421,3	421,3	421,2	421,2	421,2
25	923,1	841,4	756,2	662,4	567,7	473,5	379,8	286,8	194,3	102,2	10,6	-80,6
26	860,6	779,2	694,2	600,6	506	412	318,4	225,5	133	41	-50,6	-141,8
27	797,5	716,3	631,6	538,2	443,9	350	256,7	163,8	71,4	-20,6	-112,2	-203,4
28	727,2	646,7	562,7	470,2	376,6	283,4	190,5	98	5,8	-86,1	-177,8	-269,1
29	602,6	520,9	436,5	344,7	251,6	158,8	66,2	-26,2	-118,3	-210,2	-301,9	-393,5
30	404,9	320,6	233,5	142	49,1	-43,6	-136	-228,4	-320,5	-412,5	-504,3	-596,1
31	259,2	173	83,7	-8,5	-101,2	-193,9	-286,4	-379	-471,5	-563,8	-656,2	-748,5
32	57,5	-32,1	-124,9	-218,5	-311,3	-404	-496,6	-589,3	-682	-774,5	-867,1	-959,6

Fonte: Elaboração própria (2024).

4.3.3 Perdas no sistema cenário 3

A Quadro 13 representa o resultado das perdas no sistema, extraídos da simulação do cenário 3 no *OpenDSS*.

Quadro 13 - Resultado das perdas no sistema, simulações do cenário 3

	Perdas, simulações do Cenário 3:											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Perdas (kW)	193,0	156,7	128,3	108,4	98,1	97,1	104,3	120	142,9	175,5	219	274,8

Fonte: Elaboração própria (2024).

5 ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

Após a realização de todas as simulações junto com a extração dos dados que apresenta o comportamento do sistema base a frente das alterações realizadas por cada um dos cenários. É apresentado a seguir, uma análise sobre o comportamento apresentado pelo sistema frente a cada um dos cenários propostos, quando foi sendo injetado cada vez mais potência advindas das unidades geradoras no sistema de distribuição e observados quais dos impactos, citados na revisão da literatura, esse sistema foi acometido com essas alterações. Por fim, essas análises consistem em verificar o comportamento envolvendo as tensões nas barras, fluxo de potência e perdas do sistema, para cada um dos três cenários propostos de forma individual e depois realizar uma análise em cima da comparação dos três cenários.

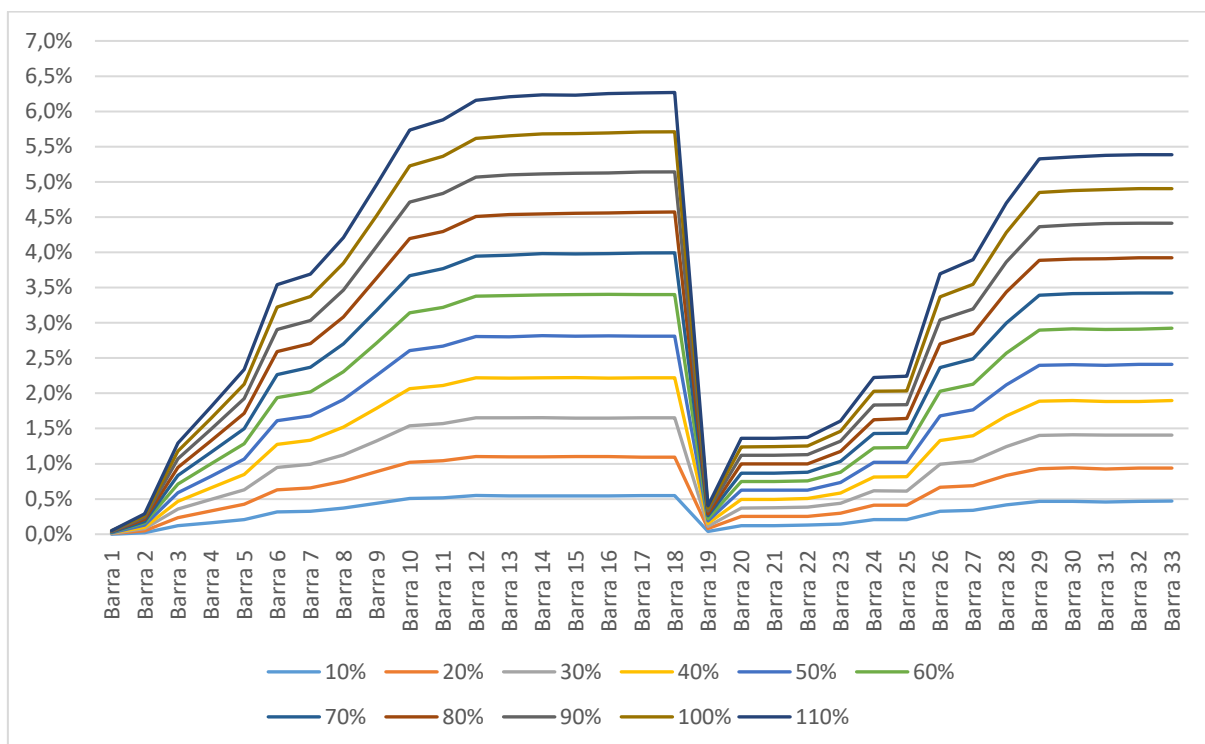
5.1 Análise dos resultados das simulações do cenário 1

Através dos resultados extraídos das simulações dos valores das tensões nas barras do sistema, comportamento do fluxo de potência nas linhas do sistema e perdas totais do sistema, resultantes do aumento da progressivo da injeção de potência advindas da geração distribuída implementada do cenário 1 é realizada uma análise do comportamento do sistema para cada resultado extraído.

5.1.1 Análise do comportamento das tensões nas barras, simulações do cenário 1

Analisando os resultados referentes aos valores de tensões nas barras do sistema para cada simulação, apresentados no Quadro 5, existe um padrão de comportamento. Sendo que, para todas as simulações feitas (que representam a cada vez maior injeção de potência no sistema), os valores de tensão de todas as barras aumentaram em relação ao sistema sem GD. Além disso, quanto maior foi a injeção de potência, maior foi esse aumento. A Figura 26, representa esse comportamento do aumento nos valores de tensão nas barras em relação ao sistema sem GD, para cada simulação do cenário 1.

Figura 26 - Comportamento das tensões nas barras em relação ao sistema base (sem GD) para as simulações do cenário 1



Fonte: Elaboração própria (2024).

Além disso, analisando a Figura 26, é possível verificar que a simulação 12 (que representa uma injeção de potência de 110% da carga toda do sistema) foi onde ocorreram os maiores aumentos dos valores de tensão nas barras, com destaque para a barra 18 que teve um aumento de aproximadamente 6,3%. Porém, apesar desses aumentos dos níveis de tensão nas barras, considerando as normas sobre os limites de tensão aceitáveis no sistema, determinados pelo Módulo 8 do PRODIST e apresentados no Quadro 1, não houve nenhuma barra que chegou perto de ultrapassar o limite de sobretensão adequado, que representa o valor de 1,05 pu. Sendo que a barra que apresentou a maior nível de sobretensão, foi a barra 20 com um valor de 1,0049 pu.

Analisando o circuito sem a implementação de GD, devido a ser um sistema radial com geração centralizada, quanto mais longe a barra estiver da geração, maior será a queda de tensão até ela. Com isso, na simulação 1 (sem GD) existem diversas barras do sistema com níveis de tensão abaixo de 0,93 pu, que segundo determina o Módulo 8 do PRODIST, apresentados no Quadro 1, representa uma subtensão precária. A Figura 27 apresenta as barras que estão com esse problema.

Figura 27 - Barras do case33bw com subtensão precária

Barras	10	11	12	13	14	15	16	17	18	29	30	31	32	33
Tensão (pu)	0,9295	0,9287	0,9272	0,9214	0,9192	0,9179	0,9166	0,9166	0,9141	0,9259	0,9224	0,9185	0,9176	0,9173

Fonte: Elaboração própria (2024).

Sendo assim, como a implementação de geração distribuída aumentou os valores de tensão de todas as barras para as simulações proposta do cenário 1, foi possível observar que a partir da simulação 5, que corresponde a uma injeção de potência de 40% da demanda total do sistema, todas as barras que tinham problemas de subtensão precária, apresentadas na Figura 27, tiveram os valores de tensão aumentado, passando o valor de 0,93 pu, e com isso deixaram a zona de subtensão precária, e passaram a ter níveis de tensão dentro da margem adequada. Além disso, no momento em que houve os maiores aumentos dos valores de tensão das barras (simulação 12), nenhuma barra ficou com o valor de tensão abaixo de 0,96 pu. Concluindo assim, que a implementação de geração distribuída no sistema, melhorou significativamente os valores dos níveis de tensão nas barras se comparado ao sistema sem GD.

5.1.2 Análise do comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 1

Analisando o comportamento do fluxo de potência das simulações, apresentados no Quadro 6, é possível verificar que inversão do fluxo de potência nas linhas começa após a simulação 4, onde é inserido uma potência proporcional a 30% da demanda total do sistema. Com isso, nas simulações posteriores, o sistema começa a apresentar mais e mais linhas com esse comportamento, até chegar ao ponto, simulação 12, onde é inserido uma potência proporcional a 110% da demanda total, que ocorre o fluxo reverso de potência do sistema para a barra onde está o ponto de conexão da geração centralizada. O Quadro 14, resume em quais linhas ocorre as inversões de fluxo de potência, conforme vai sendo adicionado mais potência advindas da geração distribuída.

Quadro 14 – Resumo das simulações e das linhas onde ocorreram inversão de fluxo, cenário 1

Linhas:	Fluxo de potência ativa nas linhas, cenário 1 (kW):								
	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	-8,3	-101,1	-193,7	-286,2	-378,5	-470,6	-562,6	-654,4	-746,1
18	-	-11,1	-103,7	-196,1	-288,4	-380,5	-472,4	-564,1	-655,6
11	-	-	-	-43,1	-136	-228,8	-321,6	-414,3	-507
10	-	-	-	-	-90,8	-183,6	-276,4	-369,1	-461,7
9	-	-	-	-	-30,3	-123	-215,5	-307,8	-400
8	-	-	-	-	-	-62,3	-154,7	-246,8	-338,6
28	-	-	-	-	-	-	-86,4	-179,3	-272
27	-	-	-	-	-	-	-20,7	-113,5	-206
23	-	-	-	-	-	-	-	-86,6	-179,3
26	-	-	-	-	-	-	-	-51,9	-144,4
7	-	-	-	-	-	-	-	-46	-137,8
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-88,7
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-83,2
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-294,3
TOTAL:	1	2	2	3	5	6	8	11	14

Fonte: Elaboração própria (2024).

Outro parâmetro importante de se analisar, em relação ao fluxo de potência, é como se comporta o carregamento das linhas conforme vai aumentando a GD no sistema. O Quadro 15 apresenta um resumo de como se comporta o carregamento das linhas para cada simulação, tendo como referência o sistema sem GD. Por exemplo: caso o valor seja 10%, significa que o carregamento da linha aumentou e para aquela simulação a linha teve uma potência passando por ela 10% maior que o valor sem GD; caso o valor seja -10%, significa que o carregamento da linha diminuiu e para aquela simulação a linha teve uma potência passando por ela 10% menor que o valor sem GD.

Quadro 15 - Carregamento das linhas em relação ao circuito sem GD, simulações do cenário 1

Linha:	Simulações do cenário 1:										
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-9,772%	-19,598%	-29,385%	-39,217%	-49,167%	-59,074%	-68,910%	-78,685%	-88,392%	-98,039%	-92,378%
2	-8,332%	-16,738%	-25,111%	-33,544%	-42,121%	-50,657%	-59,128%	-67,533%	-75,877%	-84,162%	-92,382%
3	-7,897%	-15,928%	-23,942%	-32,064%	-40,429%	-48,763%	-57,033%	-65,237%	-73,377%	-81,460%	-89,478%
4	-8,315%	-16,777%	-25,226%	-33,803%	-42,639%	-51,452%	-60,200%	-68,893%	-77,521%	-86,099%	-94,621%
5	-8,533%	-17,228%	-25,914%	-34,739%	-43,836%	-52,923%	-61,953%	-70,931%	-79,856%	-88,733%	-97,562%
6	-8,214%	-16,605%	-24,986%	-33,526%	-42,280%	-51,016%	-59,724%	-68,395%	-77,018%	-85,614%	-94,173%
7	-10,094%	-20,407%	-30,707%	-41,203%	-51,964%	-62,712%	-73,427%	-84,084%	-94,706%	-94,718%	-84,175%
8	-13,074%	-26,464%	-39,838%	-53,467%	-67,472%	-81,477%	-95,437%	-90,648%	-76,779%	-62,954%	-49,174%
9	-14,343%	-29,017%	-43,725%	-58,732%	-74,153%	-89,608%	-94,970%	-79,582%	-64,226%	-48,904%	-33,599%
10	-15,966%	-32,284%	-48,583%	-65,253%	-82,404%	-99,630%	-83,182%	-65,994%	-48,805%	-31,635%	-14,484%
11	-17,508%	-35,319%	-53,069%	-71,244%	-89,943%	-91,296%	-72,536%	-53,796%	-35,057%	-16,337%	2,383%
12	1,148%	2,342%	3,490%	4,179%	4,248%	4,248%	4,248%	4,225%	4,225%	4,202%	4,202%
13	1,147%	2,320%	3,520%	4,320%	4,400%	4,400%	4,400%	4,400%	4,400%	4,373%	4,373%
14	1,160%	2,358%	3,518%	4,561%	4,716%	4,716%	4,716%	4,716%	4,677%	4,677%	4,677%
15	1,145%	2,341%	3,536%	4,681%	4,831%	4,831%	4,831%	4,831%	4,831%	4,831%	4,831%
16	1,188%	2,376%	3,494%	4,752%	5,031%	5,031%	5,031%	5,031%	5,031%	4,962%	5,031%
17	1,167%	2,334%	3,501%	4,784%	5,018%	5,018%	5,018%	5,018%	5,018%	5,018%	5,018%
18	-25,838%	-51,620%	-77,375%	-96,926%	-71,282%	-45,694%	-20,133%	5,372%	30,822%	56,217%	81,556%

19	-34,428%	-68,782%	-96,937%	-62,694%	-28,524%	5,609%	39,668%	73,653%	107,60%	141,48%	175,31%
20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
21	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
22	-10,036%	-20,051%	-30,045%	-40,028%	-49,989%	-59,940%	-69,870%	-79,789%	-89,687%	-99,574%	-90,560%
23	-11,070%	-22,141%	-33,199%	-44,234%	-55,269%	-66,281%	-77,280%	-88,280%	-99,256%	-89,768%	-78,816%
24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	-0,024%	-0,024%	-0,024%	-0,024%
25	-9,371%	-18,915%	-28,513%	-38,262%	-48,413%	-58,596%	-68,736%	-78,854%	-88,929%	-98,993%	-90,987%
26	-10,016%	-20,242%	-30,514%	-40,948%	-51,824%	-62,724%	-73,600%	-84,429%	-95,248%	-93,969%	-83,221%
27	-10,771%	-21,781%	-32,840%	-44,075%	-55,787%	-67,536%	-79,248%	-90,934%	-97,404%	-85,768%	-74,169%
28	-11,730%	-23,680%	-35,699%	-47,937%	-60,699%	-73,515%	-86,317%	-99,106%	-88,119%	-75,344%	-62,596%
29	0,979%	1,975%	2,987%	3,701%	3,784%	3,767%	3,767%	3,767%	3,750%	3,734%	3,717%
30	0,988%	1,976%	2,988%	4,026%	4,149%	4,149%	4,149%	4,149%	4,149%	4,124%	4,124%
31	1,003%	2,006%	3,009%	4,051%	4,244%	4,244%	4,244%	4,244%	4,244%	4,244%	4,244%
32	1,043%	2,087%	3,130%	4,174%	4,348%	4,348%	4,348%	4,348%	4,348%	4,348%	4,348%

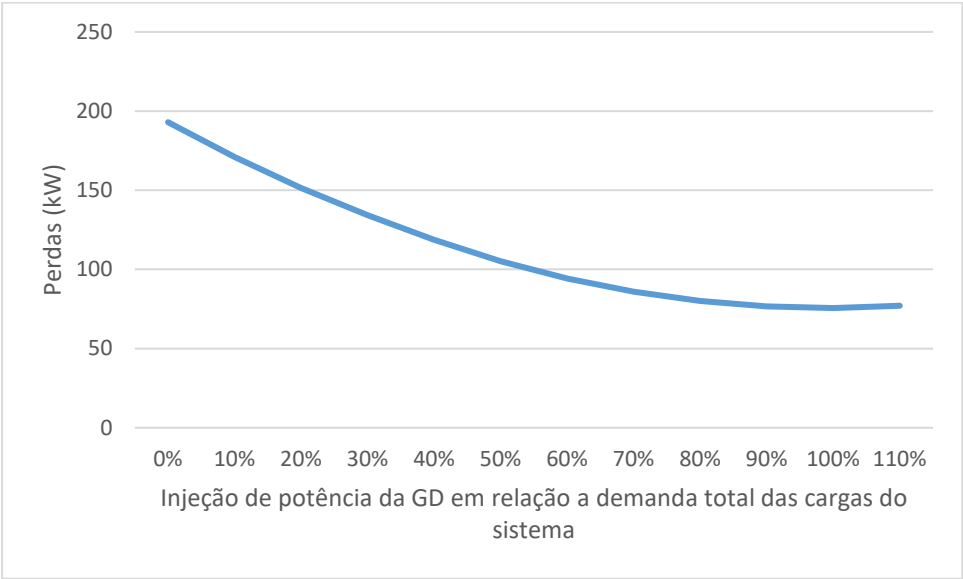
Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, analisando o Quadro 15, as linhas 18 e 19 apresentam um nível de carregamento mais preocupantes (destacados em vermelho). Conforme foi aumentando a potência injetada pelas GDs no sistema, quando atingiu o valor de 110% em relação a demanda total, simulação 12, a linha 18 apresentou um valor 81,556% maior que essa linha no sistema sem GD e a linha 19 apresentou um valor 175,314% maior que essa linha no sistema sem GD. Logo, caso essas linhas não tenham sido projetadas para um aumento tão grande de potência passando por elas, esse sistema terá que passar por uma modernização para não ocorrer problemas que envolvem essa sobrecorrente no sistema.

5.1.3 Análise do comportamento das perdas no sistema, simulações do cenário 1

Analisando o Quadro 7, é possível verificar que até a simulação 11, que representa uma injeção de potência, advindas da GD, referente a 100% da demanda total do sistema, as perdas no sistema só foram diminuindo, chegando a um valor de 75,6 kW. Porém, com a simulação 12, que representa uma injeção de potência, advindas da GD, referente a 110% da demanda total do sistema, as perdas do sistema voltaram a aumentar, com o valor de 77,1 kW. A Figura 28, representa um gráfico com o comportamento das perdas conforme foi sendo injetado potência no sistema.

Figura 28 – Comportamento das perdas conforme foi aumentando a injeção de potência advinda da geração distribuída implementada, cenário 1



Fonte: Elaboração própria (2024).

Considerando a demanda total, das cargas, de potência ativa do sistema de 3715 kW, retirado do Quadro 3, outro dado interessante a se analisar, que representa bem o comportamento das perdas conforme foi sendo adicionado mais potência advinda da geração distribuída, é a relação das perdas pela carga total demandada do sistema. Com isso, o Quadro 16 apresenta essa relação. Onde, por exemplo, caso essa relação seja igual a 5%, isso demonstra que de toda carga demanda do sistema, as perdas representam 5% desse valor.

Quadro 16 - Relação Perdas x Demanda Total das Cargas do Sistema, cenário 1

Simulações:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Porcentagem de perdas:	5,20%	4,61%	4,08%	3,62%	3,20%	2,83%	2,54%	2,31%	2,15%	2,06%	2,03%	2,08%

Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, após a análise feita e demonstrada, através da Figura 28 e Quadro 16, a implementação da geração distribuída proposta pelo cenário 1, analisando sob a perspectiva das perdas contidas no sistema, para todas as simulações as perdas foram menores que o sistema sem GD. Além disso, as perdas foram diminuindo (em rampa), conforme foi sendo adicionado mais potência advinda da geração distribuída, até a simulação 11, que representa uma potência injetada de 100% em relação a demanda total das cargas, representando uma redução maior que 60% do valor das perdas se comparado ao sistema sem GD. Na simulação 12, que

representa uma potência injetada de 110% em relação a demanda total das cargas, as perdas voltaram a subir, porém, ainda com um valor muito menor do que apresentava no sistema sem geração distribuída. Logo, conclui-se que para a disposição da GDs e simulações proposta pelo cenário 1, o sistema se tornou mais eficiente com a implementação da geração distribuída, pois as perdas internas do circuito diminuíram de forma significativa para todas as implementações.

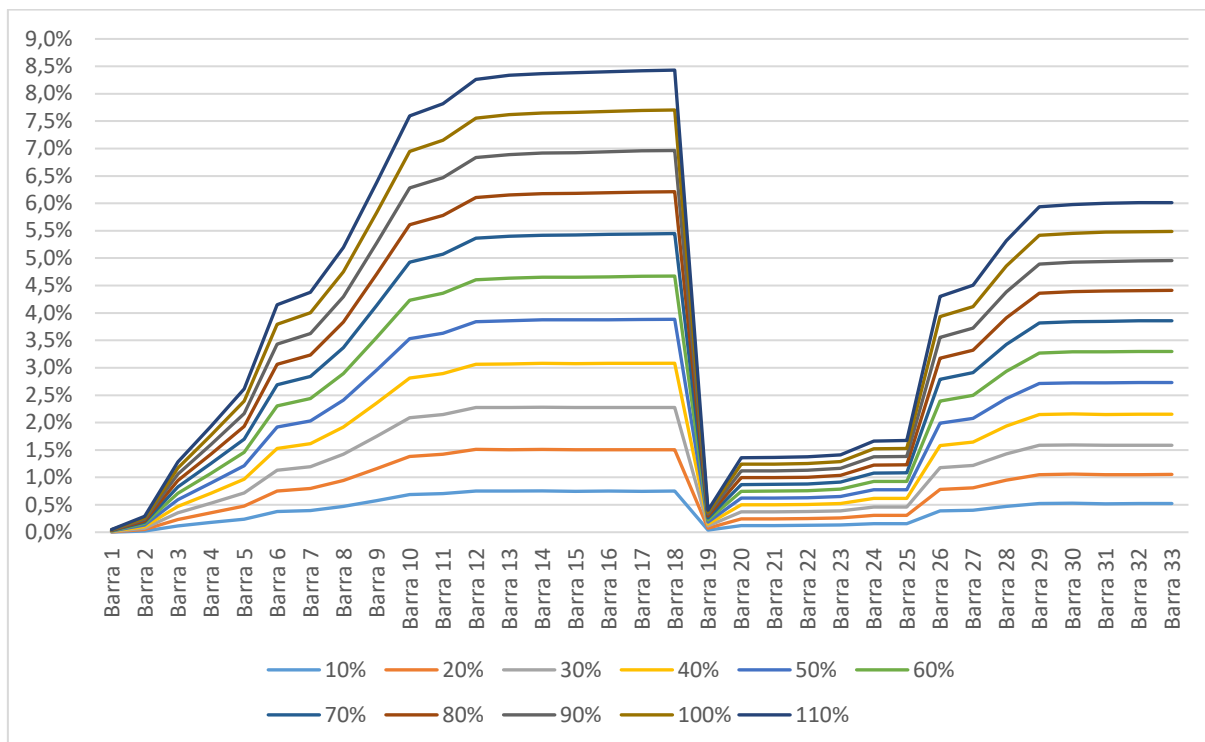
5.2 Análise dos resultados das simulações do cenário 2

Através dos resultados extraídos das simulações dos valores das tensões nas barras do sistema, comportamento do fluxo de potência nas linhas do sistema e perdas totais do sistema, resultantes do aumento da progressivo da injeção de potência advindas da geração distribuída implementada do cenário 2 foi realizada a análise do comportamento do sistema para cada resultado extraído.

5.2.1 Análise do comportamento das tensões nas barras, simulações do cenário 2

Analisando os resultados referentes aos valores de tensões nas barras do sistema para cada simulação, apresentados no Quadro 8, existe um padrão de comportamento. Sendo que, para todas as simulações feitas (que representam a cada vez maior injeção de potência no sistema), os valores de tensão de todas as barras aumentaram em relação ao sistema sem GD. Além disso, quanto maior foi a injeção de potência, maior foi esse aumento. A Figura 29 representa esse comportamento do aumento nos valores de tensão nas barras em relação ao sistema sem GD, para cada simulação do cenário 2.

Figura 29 - Comportamento das tensões nas barras em relação ao sistema base (sem GD) para as simulações do cenário 2



Fonte: Elaboração própria (2024).

Além disso, analisando Figura 29, é possível verificar que na simulação 12 (que representa uma injeção de potência relativa de 110% da carga total da área que a UG está localizada) foi onde ocorreram os maiores aumentos dos valores de tensão nas barras, com destaque para a barra 18 que teve um aumento de aproximadamente 8,43%. Porém, apesar desses aumentos dos níveis de tensão nas barras, considerando as normas sobre os limites de tensão aceitáveis no sistema, determinados pelo Módulo 8 do PRODIST e apresentados no Quadro 1, não houve nenhuma barra que chegou perto de ultrapassar o limite de sobretensão adequado, que representa o valor de 1,05 pu. Sendo que a barra que apresentou a maior nível de sobretensão, foi a barra 20 com um valor de 1,0049 pu.

Como já foi citado na análise do cenário 1, devido a características do sistema, diversas das barras do sistema, demonstrado na Figura 27, apresentam valores menores que 0,93 pu, que segundo o PRODIST Módulo 8, apresentado no Quadro 1, são valores que representam uma subtensão precária.

Sendo assim, de forma análoga ao cenário 1, a implementação de geração distribuída aumentou os valores de tensão de todas as barras para as simulações

proposta do cenário 2, e foi possível observar que a partir da simulação 4, que corresponde a uma injeção de potência relativa de 30% da carga total da área que a GD está localizada, todas as barras que tinham problemas de subtensão precária, apresentadas na Figura 27, tiveram os valores de tensão aumentado, passando o valor de 0,93 pu, e com isso deixaram a zona de subtensão precária, do Quadro 1, e passaram a ter níveis de tensão dentro da margem adequada. Além disso, no momento em que houveram os maiores aumentos dos valores de tensão das barras (simulação 12), nenhuma barra ficou com o valor de tensão abaixo de 0,97 pu. Concluindo assim, que a implementação de geração distribuída no sistema, melhorou significativamente os valores dos níveis de tensão nas barras se comparado ao sistema sem GD.

5.2.2 Análise do comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 2

Analisando o comportamento do fluxo de potência das simulações, apresentados no Quadro 9, é possível verificar que inversão do fluxo de potência nas linhas começa após a simulação 4, onde é inserido uma potência relativa de 30% da carga total da área que a UG está localizada. Com isso, nas simulações posteriores, o sistema começa a apresentar mais e mais linhas com esse comportamento, até chegar ao ponto, simulação 12, onde é inserido uma potência relativa de 110% da carga total da área que as GDs estão localizadas, que ocorre o fluxo de reverso de potência do sistema para a barra onde está o ponto de conexão da geração centralizada. O Quadro 17, resume em quais linhas ocorreram as inversões de fluxo de potência, conforme foi sendo realizado as simulações.

Quadro 17 – Resumo das simulações e das linhas onde ocorreram inversão de fluxo, cenário 2

Linhas:	Fluxo de potência ativa nas linhas, cenário 2 (kW):								
	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	-8,7	-101,6	-194,4	-286,9	-379,4	-471,6	-563,7	-655,7	-747,5
11	-	-87,8	-238,2	-388,5	-538,8	-688,9	-838,9	-988,9	-1138,4
10	-	-42,7	-193,1	-343,3	-493,4	-643,3	-793,0	-942,7	-1091,8
18	-	-11,6	-104,3	-196,9	-289,3	-381,4	-473,5	-565,3	-657
9	-	-	-132,4	-282,2	-431,5	-580,4	-728,9	-877	-1024,3
8	-	-	-71,7	-221,2	-369,9	-517,9	-665,3	-812	-957,6
7	-	-	-	-20,4	-169	-316,7	-463,5	-609,5	-754,2
6	-	-	-	-	-	-116,4	-263,1	-409	-553,6
5	-	-	-	-	-	-	-81,5	-318,8	-554
28	-	-	-	-	-	-	-78,7	-170,7	-262,5
4	-	-	-	-	-	-	-15,8	-252,9	-487,7
27	-	-	-	-	-	-	-13,0	-104,9	-196,7

3	-	-	-	-	-	-	-	-126,8	-361,3
26	-	-	-	-	-	-	-	-43,3	-135,1
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-73,9
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-272,2
TOTAL:	1	4	6	7	7	8	12	14	16

Fonte: Elaboração própria (2024).

Outro parâmetro importante de se analisar, é como se comporta o carregamento das linhas conforme vai aumentando a GD no sistema. O Quadro 18 apresenta um resumo de como se comporta o carregamento das linhas para cada simulação, tendo como referência o sistema sem GD. Por exemplo: caso o valor seja 10%, significa que o carregamento da linha aumentou e para aquela simulação a linha teve uma potência passando por ela 10% maior que o valor sem GD; caso o valor seja -10%, significa que o carregamento da linha diminuiu e para aquela simulação a linha teve uma potência passando por ela 10% menor que o valor sem GD.

Quadro 18 – Carregamento das linhas em relação ao circuito sem GD, simulações do cenário 2

Linha:	Simulações do cenário 2:										
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-9,77%	-19,54%	-29,42%	-39,37%	-49,31%	-59,15%	-68,91%	-78,57%	-88,15%	-97,65%	-92,95%
2	-8,33%	-16,73%	-25,14%	-33,70%	-42,26%	-50,73%	-59,10%	-67,38%	-75,57%	-83,68%	-91,69%
3	-10,39%	-20,91%	-31,46%	-42,25%	-53,07%	-63,78%	-74,36%	-84,84%	-95,22%	-94,51%	-84,35%
4	-10,94%	-22,03%	-33,16%	-44,56%	-56,01%	-67,34%	-78,57%	-89,70%	-99,27%	-88,34%	-77,52%
5	-11,23%	-22,62%	-34,08%	-45,82%	-57,63%	-69,33%	-80,95%	-92,46%	-96,10%	-84,76%	-73,52%
6	-13,52%	-27,23%	-41,07%	-55,21%	-69,26%	-83,22%	-97,08%	-89,15%	-75,47%	-61,87%	-48,39%
7	-16,61%	-33,46%	-50,48%	-67,87%	-85,16%	-97,66%	-80,59%	-63,63%	-46,77%	-30,01%	-13,39%
8	-21,53%	-43,43%	-65,55%	-88,20%	-89,24%	-66,80%	-44,48%	-22,26%	-0,14%	21,89%	43,74%
9	-23,61%	-47,66%	-72,03%	-97,03%	-78,02%	-53,15%	-28,37%	-3,65%	21,00%	45,58%	70,04%
10	-26,28%	-52,97%	-80,05%	-92,09%	-64,23%	-36,41%	-8,61%	19,15%	46,88%	74,61%	102,22%
11	-28,78%	-57,86%	-87,36%	-82,27%	-51,90%	-21,55%	8,80%	39,12%	69,41%	99,70%	129,89%
12	1,58%	3,21%	4,23%	4,25%	4,25%	4,23%	4,23%	4,20%	4,18%	4,18%	4,18%
13	1,60%	3,20%	4,37%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,37%	4,37%	4,37%
14	1,62%	3,25%	4,64%	4,72%	4,72%	4,68%	4,68%	4,68%	4,68%	4,68%	4,68%
15	1,59%	3,24%	4,73%	4,83%	4,83%	4,83%	4,83%	4,83%	4,83%	4,83%	4,83%
16	1,61%	3,21%	4,89%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
17	1,63%	3,27%	4,90%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,13%
18	-25,87%	-51,15%	-77,49%	-96,79%	-71,12%	-45,47%	-19,88%	5,62%	31,13%	56,55%	81,94%
19	-34,46%	-68,15%	-96,79%	-62,51%	-28,27%	5,87%	40,00%	74,02%	108,01%	141,96%	175,83%
20	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
21	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22	-3,90%	-7,78%	-11,66%	-15,55%	-19,43%	-23,31%	-27,19%	-31,07%	-34,93%	-38,80%	-42,67%
23	-4,29%	-8,59%	-12,88%	-17,17%	-21,46%	-25,74%	-30,03%	-34,31%	-38,60%	-42,88%	-47,15%
24	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,02%	-0,02%	-0,02%
25	-9,19%	-18,57%	-28,04%	-37,83%	-47,95%	-58,03%	-68,09%	-78,11%	-88,11%	-98,06%	-91,99%
26	-9,82%	-19,87%	-30,00%	-40,50%	-51,32%	-62,13%	-72,89%	-83,64%	-94,35%	-94,97%	-84,30%
27	-10,56%	-21,38%	-32,28%	-43,57%	-55,25%	-66,88%	-78,50%	-90,07%	-98,37%	-86,85%	-75,34%
28	-11,50%	-23,24%	-35,09%	-47,39%	-60,11%	-72,80%	-85,49%	-98,16%	-89,18%	-76,53%	-63,90%
29	1,11%	2,24%	3,27%	3,78%	3,78%	3,77%	3,77%	3,75%	3,73%	3,72%	3,72%
30	1,11%	2,25%	3,38%	4,15%	4,15%	4,15%	4,15%	4,15%	4,12%	4,12%	4,12%
31	1,12%	2,24%	3,40%	4,24%	4,24%	4,24%	4,24%	4,24%	4,24%	4,24%	4,24%
32	1,22%	2,26%	3,48%	4,35%	4,35%	4,35%	4,35%	4,35%	4,35%	4,35%	4,35%

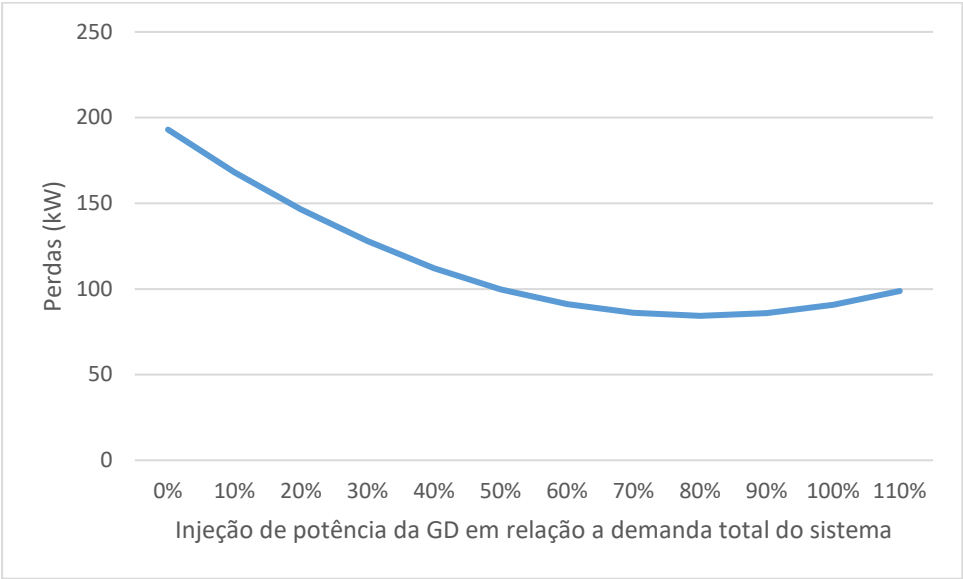
Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, analisando o Quadro 18, as linhas 8, 9, 10, 11, 18 e 19 apresentam um nível de carregamento mais preocupantes (destacados em vermelho). Conforme foi aumentando a potência injetada pelas GDs no sistema, quando atingiu o valor de potência relativa igual a 110% da carga total da área que as GDs estão localizadas, simulação 12, a linha 8 apresentou um valor 43,74% maior que essa linha no sistema sem GD, a linha 9 apresentou um valor 70,04% maior que essa linha no sistema sem GD, a linha 10 apresentou um valor 102,22% maior que essa linha no sistema sem GD, a linha 11 apresentou um valor 129,89% maior que essa linha no sistema sem GD, a linha 18 apresentou um valor 81,94% maior que essa linha no sistema sem GD e a linha 19 apresentou um valor 175,83% maior que essa linha no sistema sem GD. Logo, caso essas linhas não tenham sido projetadas para um aumento tão grande de potência passando por elas, esse sistema terá que passar por uma modernização para não ocorrer problemas que envolvem essa sobrecorrente no sistema.

5.2.3 Análise do comportamento das perdas no sistema, simulações do cenário 2

Analisando o Quadro 10, é possível verificar que até a simulação 11, que representa uma injeção de potência, advindas da GD, relativa de 100% da carga total da área que as GDs estão localizadas, as perdas no sistema só foram diminuindo, chegando a um valor de 90,8 kW. Porém, com a simulação 12, que representa uma injeção de potência, advindas da GD, relativa de 110% da carga total da área que as GDs estão localizadas, voltaram a aumentar com o valor de 98,8 kW. A Figura 30, representa um gráfico com o comportamento das perdas conforme foi sendo injetado potência no sistema.

Figura 30 - Comportamento das perdas conforme foi aumentando a injeção de potência advindas da geração distribuída implementada, cenário 2



Fonte: Elaboração própria (2024).

Considerando a demanda total, das cargas, de potência ativa do sistema de 3715 kW, retirado do Quadro 3, outro dado interessante a se analisar, que representa bem o comportamento das perdas conforme foi sendo adicionado mais potência advinda da geração distribuída, é a relação das perdas pela carga total demandada do sistema. Com isso, o Quadro 19 apresenta essa relação. Onde, por exemplo, caso essa relação seja igual a 5%, isso demonstra que de toda carga demanda do sistema, as perdas representam 5% desse valor.

Quadro 19 - Relação Perdas x Demanda Total das Cargas do Sistema, cenário 2

Simulações:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Porcentagem de perdas:	5,20%	4,52%	3,94%	3,45%	3,02%	2,68%	2,45%	2,31%	2,27%	2,31%	2,44%	2,66%

Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, após a análise feita e demonstrada através da Figura 30 e Quadro 19, a implementação da geração distribuída proposta pelo cenário 2, analisando sob a perspectiva das perdas contidas no sistema, para todas as simulações as perdas foram menores que o sistema sem GD. Além disso, as perdas foram diminuindo (em rampa), conforme foi sendo adicionado mais potência advinda da geração distribuída, até a simulação 11, que representa uma potência relativa de 100% da carga total de cada área que as UGs estão localizadas, representando uma redução de aproximadamente 48% do valor das perdas se comparado ao sistema sem

GD. Na simulação 12, que representa uma potência injetada relativa de 110% da carga total de cada área que as GDs estão localizadas, as perdas voltaram a subir, porém, ainda com um valor muito menor do que apresentava no sistema sem geração distribuída. Logo, conclui-se que para a disposição da GDs e simulações proposta pelo cenário 2, o sistema se tornou mais eficiente com a implementação da geração distribuída, pois as perdas internas do circuito diminuíram de forma significativa para todas as implementações de GD.

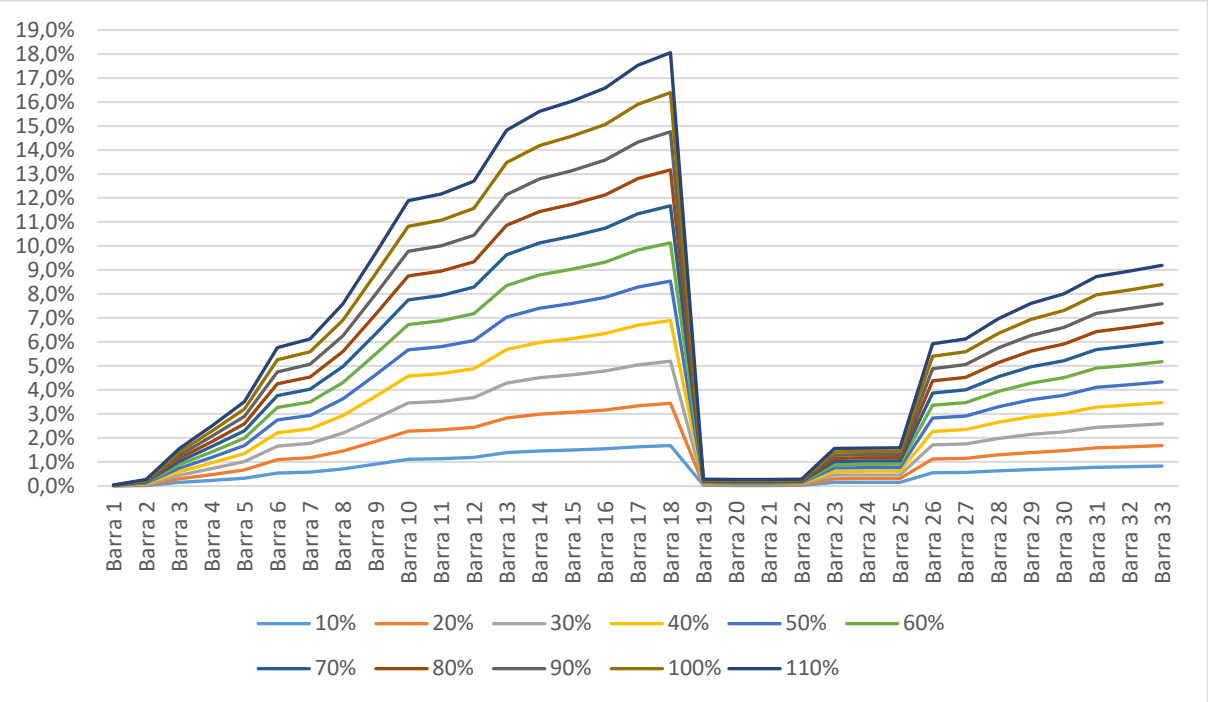
5.3 Análise dos resultados das simulações do cenário 3

Através dos resultados extraídos das simulações dos valores das tensões nas barras do sistema, comportamento do fluxo de potência nas linhas do sistema e perdas totais do sistema, resultantes do aumento da progressivo da injeção de potência advindas da geração distribuída implementada do cenário 3 é feita uma análise do comportamento do sistema para cada resultado extraído.

5.3.1 Análise do comportamento das tensões nas barras, simulações do cenário 3

Analisando os resultados referentes aos valores de tensões nas barras do sistema para cada simulação, apresentados no Quadro 11, existe um padrão de comportamento. Sendo que, para todas as simulações feitas (que representam a cada vez maior injeção de potência no sistema), os valores de tensão de todas as barras aumentaram em relação ao sistema sem GD. Além disso, quanto maior foi a injeção de potência, maior foi esse aumento. A Figura 31, representa esse comportamento do aumento nos valores de tensão nas barras em relação ao sistema sem GD, para cada simulação do cenário 3.

Figura 31 - Comportamento das tensões nas barras em relação ao sistema base (sem GD) para as simulações do cenário 3



Fonte: Elaboração própria (2024).

Além disso, analisando Figura 31 é possível verificar que a simulação 12 (que representa uma injeção de potência de 110% da carga toda do sistema), foi onde ocorreu os maiores aumentos dos valores de tensão nas barras, com destaque para a barra 18 que teve um aumento de aproximadamente 18%. Além disso, para as simulações 11 e 12, esses aumentos dos níveis de tensão nas barras acabaram gerando, por consequência desses aumentos, com que algumas barras ultrapassassem os limites de tensão aceitáveis de sobretensão no sistema, determinados pelo Módulo 8 do PRODIST e apresentados no Quadro 1. O Quadro 20, apresenta quais barras tiveram valores de sobretensão crítica, acima de 1,05 pu, com a implementação da GD, proposta pelo cenário 3.

Quadro 20 – Barras que apresentaram sobretensão crítica, com as implementações de GD proposta pelo cenário 3

		Tensão (pu)					
Barras:		13	14	15	16	17	18
Simulação:	11	-	-	1,0517	1,0547	1,0602	1,0639
	12	1,0579	1,0626	1,0651	1,0686	1,075	1,0791

Fonte: Elaboração própria (2024).

Como já foi citado na análise do cenário 1, devido a características do sistema, diversas das barras do sistema, demonstrado na Figura 27, apresentam valores menores que 0,93 pu, que segundo o PRODIST Módulo 8, apresentado no Quadro 1, são valores que representam uma subtensão precária.

Sendo assim, como a implementação de geração distribuída aumentou os valores de tensão de todas as barras para as simulações proposta do cenário 3, foi possível observar que a partir da simulação 3, que corresponde a uma injeção de potência de 20% da demanda total das cargas do sistema, todas as barras que tinham problemas de subtensão precária, apresentadas na Figura 27, tiveram os valores de tensão aumentado, passando o valor de 0,93 pu, e com isso deixaram a zona de subtensão precária e passaram a ter níveis de tensão dentro da margem adequada. Além disso, quando houve os maiores aumentos dos valores de tensão das barras (simulação 12), nenhuma barra ficou com o valor de tensão abaixo de 0,98 pu.

Concluindo assim, que a implementação de geração distribuída no sistema proposta pelo cenário 3, melhorou significativamente os valores dos níveis de tensão das barras que se encontravam com subtensão precária, se comparado ao sistema sem GD. Porém, a partir do momento que foi injetado uma potência, advinda da geração distribuída, de 100% da demanda total das cargas do sistema (simulações 11 e 12), algumas barras começaram a apresentar problemas de sobretensão crítica (acima de 1,05 pu).

5.3.2 Análise do comportamento do fluxo de potência, simulações do cenário 3

Analisando o comportamento do fluxo de potência das simulações, apresentados no Quadro 12, é possível verificar que inversão do fluxo de potência nas linhas começa após a simulação 2, onde é inserido uma potência proporcional a 10% da demanda total das cargas do sistema. Com isso, nas simulações posteriores, o sistema começa a apresentar mais e mais linhas com esse comportamento, até chegar ao ponto, simulação 12, onde é inserido uma potência proporcional a 110% da demanda total das cargas, 25 das 32 linhas presentes no sistema apresentaram inversão do fluxo de potência e ocorreu o fluxo de reverso de potência do sistema para a barra onde está o ponto de conexão da geração centralizada. O Quadro 21 resume

em quais linhas ocorreram as inversões de fluxo de potência, conforme foi sendo adicionado mais potência advindas da geração distribuída.

Quadro 21 – Resumo das simulações e das linhas onde ocorreram inversão de fluxo, cenário 3

Linhas:	Fluxo de potência ativa nas linhas, cenário 3 (kW):										
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
32	-32,1	-124,9	-218,5	-311,3	-404	-496,6	-589,3	-682	-774,5	-867,1	-959,6
17	-2,8	-95,7	-188,4	-281,1	-373,7	-466,3	-558,7	-651,5	-764,9	-884,4	-1010,2
16	-	-35,7	-128,3	-220,7	-312,9	-405	-496,8	-588,9	-699,9	-816,5	-939,1
9	-	-	-218,5	-494	-767,1	-1038,1	-1306,8	-1574,2	-1859,7	-2161,5	-2480
13	-	-	-166,6	-351,4	-535,6	-719,5	-902,6	-1085,9	-1289,7	-1513,7	-1748,5
8	-	-	-157,7	-432,1	-703,1	-971,1	-1236	-1498,8	-1778,5	-2073,3	-2383,3
12	-	-	-106,1	-290,2	-473,1	-655,1	-835,9	-1016,2	-1216,3	-1434,3	-1662
15	-	-	-68,2	-160,5	-252,5	-344,4	-435,9	-527,6	-637,3	-751,6	-871,9
11	-	-	-45,9	-229,9	-412,6	-594,1	-774,3	-954	-1153,1	-1369,9	-1595,1
31	-	-	-8,5	-101,2	-193,9	-286,4	-379	-471,5	-563,8	-656,2	-748,5
14	-	-	-8,2	-100,4	-192,4	-284,1	-375,3	-466,8	-575,6	-688	-806,1
10	-	-	-0,8	-184,8	-367,3	-548,6	-728,6	-907,9	-1106,6	-1322,8	-1546,6
7	-	-	-	-231	-501,1	-767,6	-1030,3	-1290,3	-1566,5	-1856,8	-2161,5
6	-	-	-	-30,7	-300,7	-566,8	-829,1	-1088,6	-1363,9	-1653,2	-1956,6
30	-	-	-	-	-43,6	-136	-228,4	-320,5	-412,5	-504,3	-596,1
5	-	-	-	-	-	-114,9	-469	-818,4	-1181,8	-1556,9	-1943,9
4	-	-	-	-	-	-49,1	-402,7	-751	-1112,6	-1485,2	-1868,8
3	-	-	-	-	-	-	-276,2	-623,7	-983,8	-1354,1	-1734,6
29	-	-	-	-	-	-	-26,2	-118,3	-210,2	-301,9	-393,5
28	-	-	-	-	-	-	-	-	-86,1	-177,8	-269,1
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-20,6	-112,2	-203,4
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-309,1	-687,8
26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-50,6	-141,8
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-80,6
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-223
TOTAL:	2	3	12	14	15	17	19	19	21	23	25

Fonte: Elaboração própria (2024).

Outro parâmetro importante de se analisar, em relação ao fluxo de potência, é como se comporta o carregamento das linhas conforme vai aumentando a GD no sistema. O Quadro 22 apresenta um resumo de como se comporta o carregamento das linhas para cada simulação, tendo como referência o sistema sem GD. Por exemplo: caso o valor seja 10%, significa que o carregamento da linha aumentou e para aquela simulação a linha teve uma potência passando por ela 10% maior que o valor sem GD; caso o valor seja -10%, significa que o carregamento da linha diminuiu e para aquela simulação a linha teve uma potência passando por ela 10% menor que o valor sem GD.

Quadro 22 - Carregamento das linhas em relação ao circuito sem GD, simulações do cenário 3

Linha:	Simulações do cenário 3:										
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-9,71%	-19,74%	-29,84%	-39,73%	-49,38%	-58,81%	-68,03%	-77,06%	-86,40%	-95,97%	-94,22%
2	-11,02%	-22,41%	-33,88%	-45,11%	-56,08%	-66,81%	-77,29%	-87,58%	-98,22%	-90,88%	-79,70%
3	-15,85%	-32,26%	-48,83%	-65,11%	-81,04%	-96,66%	-88,04%	-72,98%	-57,38%	-41,34%	-24,86%

4	-16,69%	-34,01%	-51,53%	-68,75%	-85,66%	-97,74%	-81,44%	-65,39%	-48,72%	-31,54%	-13,86%
5	-17,13%	-34,95%	-53,00%	-70,79%	-88,28%	-94,51%	-77,58%	-60,88%	-43,51%	-25,57%	-7,07%
6	-25,10%	-51,31%	-77,30%	-97,14%	-71,97%	-47,16%	-22,70%	1,49%	27,16%	54,13%	82,42%
7	-30,83%	-63,08%	-95,05%	-73,47%	-42,46%	-11,85%	18,32%	48,17%	79,89%	113,23%	148,22%
8	-40,00%	-81,96%	-76,33%	-35,14%	5,54%	45,77%	85,53%	124,98%	166,96%	211,21%	257,75%
9	-43,91%	-90,12%	-63,73%	-17,99%	27,34%	72,33%	116,93%	161,32%	208,72%	258,81%	311,69%
10	-31,60%	-65,81%	-99,85%	-65,77%	-31,97%	1,61%	34,95%	68,16%	104,96%	145,01%	186,46%
11	-34,57%	-71,83%	-90,73%	-53,57%	-16,68%	19,97%	56,36%	92,65%	132,86%	176,64%	222,11%
12	-39,47%	-81,79%	-75,64%	-33,36%	8,63%	50,42%	91,94%	133,34%	179,29%	229,35%	281,63%
13	-45,95%	-94,99%	-55,57%	-6,29%	42,83%	91,87%	140,69%	189,57%	243,92%	303,65%	366,27%
14	-32,16%	-67,38%	-96,83%	-61,19%	-25,63%	9,82%	45,07%	80,44%	122,50%	165,95%	211,60%
15	-42,33%	-87,85%	-66,04%	-20,07%	25,75%	71,51%	117,08%	162,75%	217,38%	274,30%	334,21%
16	-60,59%	-75,05%	-10,34%	54,23%	118,66%	183,02%	247,17%	311,53%	389,10%	470,58%	556,25%
17	-96,73%	11,67%	119,84%	228,00%	336,06%	444,11%	551,93%	660,21%	792,53%	931,97%	1078,8%
18	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
19	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
20	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
21	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22	0,00%	0,00%	-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,02%	-0,02%	-0,02%	-0,03%	-0,03%	-0,03%
23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,02%	-0,02%	-0,02%
24	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,02%	0,00%	0,00%	-0,02%	-0,02%	-0,02%
25	-8,85%	-18,08%	-28,24%	-38,50%	-48,71%	-58,86%	-68,93%	-78,95%	-88,93%	-98,85%	-91,27%
26	-9,46%	-19,34%	-30,21%	-41,20%	-52,13%	-63,00%	-73,80%	-84,55%	-95,24%	-94,12%	-83,52%
27	-10,18%	-20,80%	-32,51%	-44,34%	-56,11%	-67,81%	-79,46%	-91,05%	-97,42%	-85,93%	-74,50%
28	-11,07%	-22,62%	-35,34%	-48,21%	-61,03%	-73,80%	-86,52%	-99,20%	-88,16%	-75,55%	-63,00%
29	-13,56%	-27,56%	-42,80%	-58,25%	-73,65%	-89,01%	-95,65%	-80,37%	-65,12%	-49,90%	-34,70%
30	-20,82%	-42,33%	-64,93%	-87,87%	-89,23%	-66,41%	-43,59%	-20,84%	1,88%	24,55%	47,22%
31	-33,26%	-67,71%	-96,72%	-60,96%	-25,19%	10,49%	46,22%	81,91%	117,52%	153,16%	188,77%
32	-44,17%	117,22%	280,00%	441,39%	602,61%	763,65%	924,87%	1086,1%	1247,0%	1408,0%	1568,9%

Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, analisando o Quadro 22, diversas linhas do sistema apresentaram um aumento do nível de carregamento preocupante. Conforme foi sendo aumentado a injeção de potência, advindas da geração distribuída, os piores carregamentos de linhas, que acontecem quando ocorre uma injeção potência no sistema de 110% da carga total do sistema (simulação 12), foram destacados em vermelho). O Quadro 23 apresenta de forma mais resumida quais linhas tiveram um aumento significativo da potência que passa por ela, quando foi sendo adicionado mais GD no sistema.

Quadro 23 – Linhas com aumento de carregamento preocupante, cenário 3

Linha:	Simulações do cenário 3:									
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
32	117,22%	280,00%	441,39%	602,61%	763,65%	924,87%	1086,09%	1246,96%	1408,00%	1568,9%
17	-	119,84%	228,00%	336,06%	444,11%	551,93%	660,21%	792,53%	931,97%	1078,8%
16	-	-	54,23%	118,66%	183,02%	247,17%	311,53%	389,10%	470,58%	556,25%
13	-	-	-	42,83%	91,87%	140,69%	189,57%	243,92%	303,65%	366,27%
9	-	-	-	-	72,33%	116,93%	161,32%	208,72%	258,81%	311,69%
12	-	-	-	-	50,42%	91,94%	133,34%	179,29%	229,35%	281,63%
8	-	-	-	-	45,77%	85,53%	124,98%	166,96%	211,21%	257,75%
11	-	-	-	-	-	56,36%	92,65%	132,86%	176,64%	222,11%
31	-	-	-	-	-	46,22%	81,91%	117,52%	153,16%	188,77%
14	-	-	-	-	-	45,07%	80,44%	122,50%	165,95%	211,60%

10	-	-	-	-	-	-	68,16%	104,96%	145,01%	186,46%
07	-	-	-	-	-	-	48,17%	79,89%	113,23%	148,22%
06	-	-	-	-	-	-	-	-	54,13%	82,42%
01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47,22%

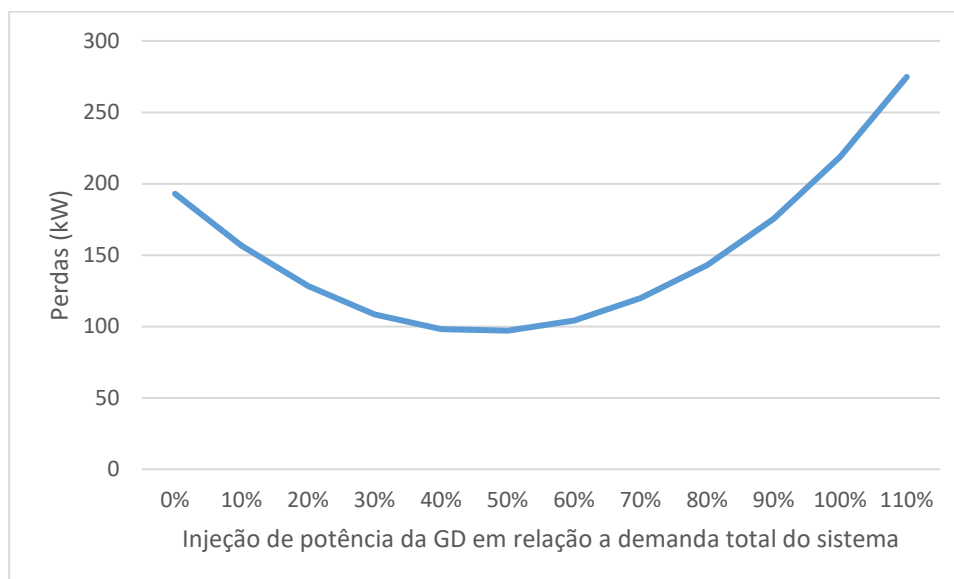
Fonte: Elaboração própria (2024).

Logo, com os dados apresentados pelo Quadro 23, conclui-se que a disposição das unidades geradoras e simulações propostas pelo cenário 3, favoreceram demais para um aumento significativo do carregamento das linhas do sistema, se comparado ao sistema sem GD. Com destaque, para as linhas 32 e 17, que tiveram uma potência passando por ela, na simulação 12, maior que 1000% do valor encontrado no sistema sem nenhuma geração distribuída. Com isso, caso essas linhas não tenham sido projetadas para um aumento tão grande de potência passando por elas, esse sistema terá que passar por uma modernização para não ocorrer problemas que envolvem essa sobrecorrente no sistema.

5.3.3 Análise do comportamento das perdas no sistema, simulações do cenário 3

Analisando o Quadro 13, é possível verificar que até a simulação 6, que representa uma injeção de potência, advindas da GD, referente a 50% da demanda total do sistema, as perdas no sistema só foram diminuindo, chegando a um valor de 97,1 kW. Porém, a partir da simulação 7, que representa uma injeção de potência, advindas da GD, referente a 60% da demanda total do sistema, as perdas do sistema voltaram a aumentar, com o valor de 104,3 kW, até chegar ao momento, simulação 11, que o valor das perdas passou o valor do sistema sem GD, com o valor de 219 kW e atingiu seu valor máximo na simulação 12, que apresentou um valor de 274,8 kW. A Figura 32, representa um gráfico com o comportamento das perdas conforme foi sendo injetado potência no sistema.

Figura 32 - Comportamento das perdas conforme foi aumentando a injeção de potência advinda da geração distribuída implementada, cenário 3.



Fonte: Elaboração própria (2024).

Considerando a demanda total, das cargas, de potência ativa do sistema de 3715 kW, retirado do Quadro 3, outro dado interessante a se analisar, que representa bem o comportamento das perdas conforme foi sendo adicionado mais potência advinda da geração distribuída, é a relação das perdas pela carga total demandada do sistema. Com isso, o Quadro 24 apresenta essa relação. Onde, por exemplo, caso essa relação seja igual a 5%, isso demonstra que de toda carga demanda do sistema, as perdas representam 5% desse valor.

Quadro 24 - Relação Perdas x Demanda Total das Cargas do Sistema, cenário 3

Simulações:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Porcentagem de perdas:	5,20%	4,22%	3,45%	2,92%	2,64%	2,61%	2,81%	3,23%	3,85%	4,72%	5,90%	7,40%

Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, após a análise feita e demonstrada, através da Figura 32 e Quadro 24, a implementação da geração distribuída proposta pelo cenário 3, analisando sob a perspectiva das perdas contidas no sistema, foram menores que o sistema sem GD até a simulação 10, que envolve um injeção de potência referente a 90% da carga total do sistema. Além disso, as perdas foram diminuindo (em rampa), conforme foi sendo adicionado mais potência advinda da geração distribuída, até a simulação 6, que representa uma potência injetada de 50% em relação a demanda total das cargas, representando uma redução maior que 50% do valor das perdas se

comparado ao sistema sem GD. Porém, após isso, as perdas voltaram a subir até chegar à simulação 12, que representa uma potência injetada de 110% em relação a demanda total das cargas, onde se comparado ao sistema sem GD, atingiu um aumento maior que 42% das perdas. Logo, conclui-se que para a disposição das GDs e simulações proposta pelo cenário 3, o sistema se tornou mais eficiente, sob a perspectiva das perdas, até a simulação 10, que representa uma injeção de potência referente a 90% da demanda total das cargas do sistema. Após isso (simulações 11 e 12), o valor das perdas ultrapassaram o valor do sistema sem GD e com isso se tornou menos eficiente.

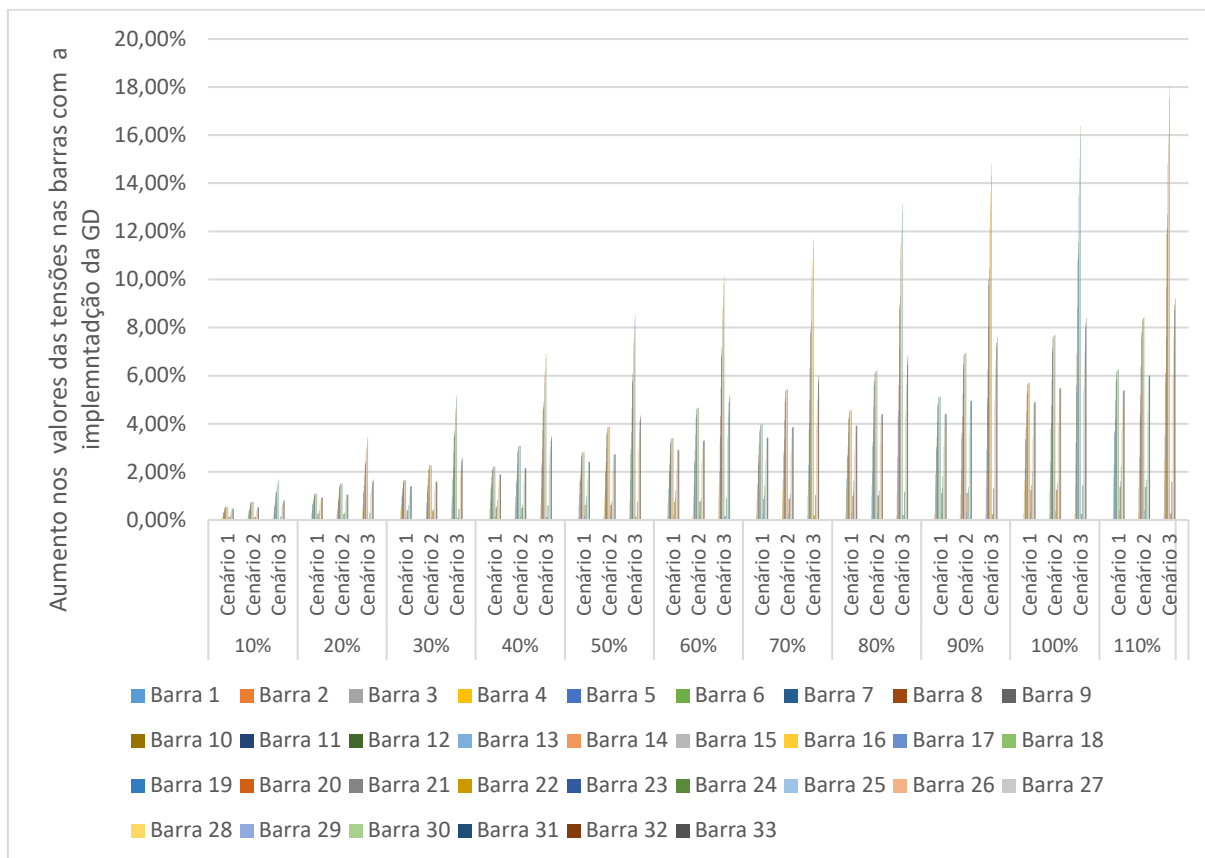
5.4 Comparação das análises realizadas sobre os cenários propostos

Através das análises feitas sobre cada um dos cenários propostos, é feita uma comparação, referente aos valores das tensões nas barras do sistema, comportamentos dos fluxos de potência nas linhas do sistema e perdas totais do sistema, resultantes do aumento da progressivo da injeção de potência advindas da geração distribuída implementada pelos cenários 1, 2 e 3. A comparação das análises feitas sobre comportamento do sistema entre os cenários, encontram-se nos subtópicos abaixo.

5.4.1 Comparação das análises dos comportamentos das tensões nas barras, envolvendo as simulações dos cenários 1, 2 e 3

Fazendo uma análise em conjunto da Figura 26, Figura 29 e Figura 31, que representam o comportamento da tensão de cada barra do case33bw em relação ao sistema sem GD, para as simulações propostas por cada cenário. Para os três cenários, em todas as simulações os valores de tensão de todas as barras aumentaram. Porém o cenário 3, foi onde tiveram os maiores aumentos dos valores de tensão para a maior parte das barras. No cenário 1, foi onde tiveram os menores aumentos dos valores de tensão maior parte das barras. Por fim, o cenário 2 teve um valor intermediário de aumento dos valores de tensão das barras entre o cenário 3 e cenário 1. A Figura 33 apresenta um resumo, a fim de uma melhor visualização, da comparação de como foram os aumentos das tensões nas barras para cada cenário para todas as simulações.

Figura 33 – Comparação dos cenários, envolvendo os aumentos nos valores das tensões nas barras com a implementação da GD



Fonte: Elaboração própria (2024).

Considerando o possível problema de sobretensão ocasionadas pelo aumento das tensões nas barras, resultantes da cada vez maior implementação de GD no sistema, o único cenário que apresentou esse problema, tensões acima de 1,05 pu, foi o cenário 3, como foi apresentado no Quadro 20. Para o cenário 1 e 2 a barra que teve o maior valor de tensão, foi a barra 20, na simulação 12, com um valor de 1,0049 pu.

Um problema apresentado pelo case33bw, devido a ser um sistema radial, é que diversas barras apresentaram valores de subtensão precária, abaixo de 0,93 pu. As barras com esse problema estão apresentadas na Figura 27. Após as simulações, os três cenários corrigiram esse problema. Sendo que, o cenário 1 corrigiu o problema de subtensão precária de todas as barras após a simulação 5, e na última simulação, a barra que teve o menor valor de tensão foi a barra 33 com valor de 0,9667 pu. O cenário 2 corrigiu o problema de subtensão precária de todas as barras após a simulação 4, e na última simulação, a barra que teve o menor valor de tensão foi a

barra 33 com valor de 0,97248 pu. Por fim, o cenário 3 corrigiu o problema de subtensão precária de todas as barras após a simulação 3, e na última simulação, a barra que teve o menor valor de tensão foi a barra 25 com valor de 0,9834 pu.

5.4.2 Comparação das análises dos fluxos de potência nas linhas do sistema, envolvendo as simulações dos cenários 1, 2 e 3

Analisando o Quadro 14, Quadro 17 e Quadro 21, é possível ver que todos os cenários tiveram em algum momento inversão de fluxo nas linhas de distribuição. O cenário 1 começou a apresentar uma inversão de fluxo a partir da simulação 4, e na última simulação, 14 das 32 linhas presentes no sistema apresentaram inversão de fluxo. O cenário 2 também começou a apresentar inversão de fluxo a partir da simulação 4, porém na última simulação, 16 das 32 linhas presentes no sistema apresentaram inversão de fluxo. Por fim, o cenário 3 começou a apresentar inversão de fluxo nas linhas a partir da simulação 2, e na última simulação, 25 das 32 linhas presentes no sistema apresentaram inversão de fluxo. Logo, é possível concluir que a disposição e simulações propostas pelo cenário 3 favoreceram mais para que houvesse inversões de fluxo nas linhas do que a disposição e simulações propostas pelos outros dois cenários que tiveram um comportamento um pouco mais semelhante, porém com o cenário 2 apresentando mais inversões que o cenário 1. O Quadro 25 apresenta um resumo da quantidade de linhas que sofreram inversão de fluxo com o passar das simulações, em todos os cenários propostos.

Quadro 25 – Resumo da quantidade de linhas que sofreram inversão de fluxo, de cada cenário

Simulação:	Quantidade de linhas que sofreram inversão de fluxo		
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2	0	0	2
3	0	0	3
4	1	1	12
5	2	4	14
6	2	6	15
7	3	7	17
8	5	7	19
9	6	8	19
10	8	12	21
11	11	14	23
12	14	16	25

Fonte: Elaboração própria (2024).

Comparando o comportamento do carregamento das linhas, de cada cenário proposto, apresentados no Quadro 15, Quadro 18, Quadro 22 e Quadro 23, é possível verificar que para os três cenários em alguma simulação, o carregamento se comparado ao sistema sem GD, teve um aumento de potência passando por alguma linha significativo. O cenário 1 contém duas linhas (18 e 19), o cenário 2 contém seis linhas (8, 9, 10, 11, 18 e 19) e o cenário 3 contém quinze linhas (6 a 17 e 30 a 32), que apresentaram, com o passar das simulações, um aumento considerável de carregamento das linhas (acima de 40%), se comparado ao sistema sem GD.

A simulação 12, que representa uma injeção de potência referente a 110% da carga total do sistema, foram onde tiveram os maiores aumentos do carregamento de algumas linhas, para os três cenários. Com isso, o Quadro 26 apresenta para os três cenários, o comportamento das linhas, na simulação 12, que se comparado ao sistema sem GD, tiveram um aumento significativo (acima de 40%) da potência passando por elas.

Quadro 26 – Linhas que apresentaram um aumento significativo do carregamento em relação ao circuito sem GD, simulação 12

Linhas	Cenário 3	Cenário 2	Cenário 1
6	82,42%	-	-
7	148,22%	-	-
8	257,75%	43,74%	-
9	311,69%	70,04%	-
10	186,46%	102,22%	-
11	222,11%	129,89%	-
12	281,63%	-	-
13	366,27%	-	-
14	211,60%	-	-
15	334,21%	-	-
16	556,25%	-	-
17	1078,8%	-	-
18	-	81,94%	81,556%
19	-	175,83%	175,31%
30	47,22%	-	-
31	188,77%	-	-
32	1568,9%	-	-

Fonte: Elaboração própria (2024).

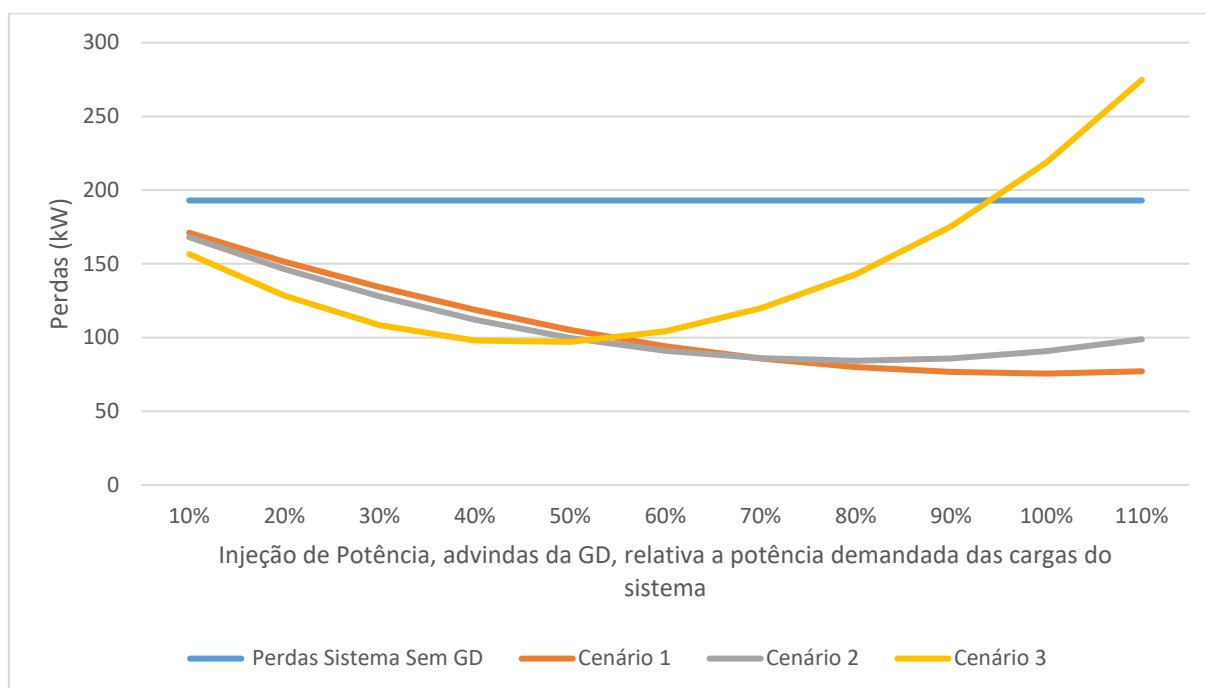
Com isso, analisando o Quadro 26, é possível concluir que o cenário 3, além de apresentar mais linhas com um aumento significativo de seu carregamento, apresentou valores de aumento muito superiores aos cenários 2 e 1, com destaque

para as linhas 17 e 32, que tiveram um aumento de mais de 1000% se comparado ao sistema sem GD. Já comparando os cenários 2 e 1, as linhas 18 e 19 tiveram aumentos bem similares do seu carregamento, mas o cenário 2 teve 4 linhas a mais que apresentaram um aumento de carregamento significativo.

5.4.3 Comparação das análises dos comportamentos das perdas do sistema, envolvendo as simulações dos cenários 1, 2 e 3

A Figura 34 representa o comportamento das perdas dos três cenários, conforme foi sendo injetado mais potência, advindas da geração distribuída, implementada no sistema. Com isso, foi possível verificar um comportamento similar para os três cenários, onde começaram diminuindo as perdas, porém em momentos distintos voltaram a subir as perdas, dando um aspecto da curva, que representa as perdas, semelhante a uma parábola.

Figura 34 – Comportamento das perdas, conforme foi sendo injetado mais potência, advindas da GD implementada



Fonte: Elaboração própria (2024).

Com isso, analisando as curvas, os cenários 1 e 2 apresentam curvas bem parecidas, porém a curva do cenário 2 volta a subir os valores das perdas no sistema com menos GD que o cenário 1. Porém, para todas as simulações o valor das perdas desses dois cenários é bem menor que o valor sem geração distribuída. Mas devido

a característica das curvas, caso fosse aumentando mais potência injetada nos sistemas, é possível que em algum momento essas perdas podem ser maiores que o sistema sem GD. A curva do cenário 3 é a mais discrepante dos três cenários, apesar de ter um comportamento semelhante, similar a uma parábola, o valor das perdas voltou a subir com bem menos GD, com uma injeção de potência referente a 60% da carga total do sistema. Com isso, na última simulação, que envolve uma injeção potência referente a 110% da carga total do sistema, as perdas já superaram o valor das perdas do sistema sem GD.

Logo, é possível concluir que a disposição da implementação de GD em um sistema influencia bastante se a implementação de geração distribuída vai favorecer para diminuição das perdas ou não no sistema, pois os cenários 1 e 3 injetaram a mesma quantidade de potência no sistema, divididas em 4 unidades geradoras, porém em lugares diferentes do sistema. Essa mudança de disposição fez o sistema ter resultados relativamente diferentes. Sendo o cenário 1, apresentando um resultado favorável, com uma boa diminuição das perdas, para todas as simulações. Já o cenário 3, apresentou um resultado favorável, porém com uma diminuição menor das perdas, para a maioria das simulações, porém a partir da simulação 10, apresentou um valor de perdas maior se comparado ao sistema sem GD.

6 CONCLUSÃO

Como já foi citado, o Brasil tem testemunhado um crescimento exponencial da geração distribuída (GD) nos últimos anos, tendo como destaque quase que majoritariamente na forma de energia solar fotovoltaica. Esse crescimento ainda não dá sinais de desaceleração acentuada, tendo um aumento maior que 40% de 2022 para 2023 e até o momento (dez/2024), continuou crescente, com um valor de aproximadamente 32,87%, se comparado ao valor presente em 2023 (ABSOLAR, 2025). Logo, as perspectivas de crescimento para o futuro da geração distribuída no Brasil são bastante positivas.

Essa modalidade de geração, que permite a produção de energia elétrica próxima ao local de consumo, tem transformado a matriz energética brasileira e impactando, tanto positivo como negativamente, diversos setores da sociedade. Dentre esses setores, um que tem apresentado bastantes desafios, com a entrada de cada vez mais geração distribuída, é a operação dos sistemas de distribuição e transmissão do sistema elétrico nacional. A entrada desse tipo de geração tem mudado de forma significativa a forma de operação que esses sistemas foram projetados em sua concepção. Devido a esses impactos, é que trabalhos acerca desse assunto se tornam de grande relevância, pois distribuidoras de energia do mundo todo tentam estudar esses impactos em suas redes, a fim de encontrar o que deve ser feito para se encontrar um ponto ótimo de operação, para que os impactos positivos se sobressaem sobre os negativos.

Logo, o presente trabalho realizou uma revisão da literatura acerca dos assuntos mais relevantes sobre o tema. Dentre esses assuntos, destaca-se a parte onde foi feito um levantamento com diversos possíveis impactos, tanto positivos como negativos, da alta injeção de potência advindas da geração distribuída. E com esse embasamento, sobre os principais impactos, foi realizado um estudo sobre o comportamento da rede IEEE 33 barras (Case33bw), com a implementação de três cenários diferentes de penetração de potência fotovoltaica no sistema, e foram analisados quais os impactos que a rede foi acometida. Nesse estudo foram analisados os impactos da cada vez maior injeção de potência da geração solar fotovoltaica nos seguintes parâmetros do sistema: perfil de tensão das barras, fluxo de potência nas linhas e valor total de perdas no sistema.

O cenário 1 propôs um aumento de injeção de potência no sistema de forma gradativa, através da implementação de quatro GDs (alocadas nas barras 12, 20, 24 e 29). Para cada simulação foi sendo adicionado no sistema uma injeção de potência referente a 10% da demanda de todas as cargas do sistema, divididas de forma igualitária para cada uma das quatro unidades geradoras propostas, até chegar ao valor de injeção de potência que representa 110% da potência total das cargas do sistema. Para os três parâmetros analisados pelo estudo (perfil de tensão das barras, fluxo de potência nas linhas e valor total de perdas no sistema) a disposição e todas as injeções de potência propostas pelo cenário 1, para todas as simulações, apresentaram resultados melhores que os resultados apresentados pelo sistema sem GD.

Já o cenário 2 propôs um aumento de injeção de potência no sistema de forma gradativa, através da implementação de quatro UGs (alocadas nas barras 12, 20, 24 e 29). Para cada simulação foi sendo adicionado no sistema uma injeção de potência referente a 10% da demanda das cargas do local em que a UG está localizada, divididas de forma relativa para as quatro unidades geradoras propostas, até chegar ao valor de injeção de potência relativa a 110% da potência total das cargas da região que cada UG está no sistema. Para os três parâmetros analisados pelo estudo a disposição e todas as injeções de potência propostas pelo cenário 2, para todas as simulações, apresentaram resultados melhores que os resultados apresentados pelo sistema sem GD.

Por fim, cenário 3 propôs um aumento de injeção de potência no sistema de forma gradativa, através da implementação de quatro UGs (alocadas nas barras 10, 14, 18 e 33). Para cada simulação foi sendo adicionado no sistema uma injeção de potência referente a 10% da demanda das total das cargas do sistema, divididas de forma igualitária para cada uma das quatro unidades geradoras propostas, até chegar ao valor de injeção de potência que representa 110% da potência total das cargas do sistema. Para os três parâmetros analisados pelo estudo a disposição e todas as injeções de potência propostas pelo cenário 3, para a maioria das simulações, apresentaram resultados melhores que os resultados apresentados pelo sistema sem GD, porém tiveram algumas simulações em que tiveram mais impactos negativos (como: sobretensão, aumento de perdas e um aumento muito grande de inversão de fluxo de potência em algumas linhas).

Logo, este trabalho demonstra que o aumento acentuado da implementação de geração distribuída na rede, devido aos diversos impactos apresentados, irá trazer diversos desafios operacionais para distribuidora e uma grande necessidade de aprimoramento/modernização da infraestrutura das redes elétricas existente, a fim de conseguir acomodar toda essa grande crescente de energia sendo injetada pelos consumidores no sistema de distribuição e ainda sim entregar uma energia de qualidade e de forma contínua para os consumidores finais, dependendo o mínimo possível das variações climáticas que são os principais responsáveis por diversos dos impactos negativos que os sistemas com muita GD fotovoltaica são acometidos.

Além disso, com o estudo realizado através da rede teórica de 33 barras IEEE (Case33bw), analisando sob a perspectiva dos parâmetros estudados, é possível concluir que a disposição das unidades geradoras pode contribuir de forma significativa para saber se a GD irá ter mais impactos positivos ou impactos negativos no sistema. Pois, os cenários 1 e 3 apresentaram as mesmas injeções de potência para cada UG, porém com diferenças na disposição delas, sendo o cenário 1 presentes nas barras 12, 20, 24 e 29 e o cenário 2 implementadas nas barras 10, 14, 18 e 33. Só essa alteração da localidade onde se encontram essas unidades geradoras, alterou de forma significativa o comportamento do circuito. Sendo que para o cenário 1, para todas as injeções de potência (10% a 110% da carga total do sistema), se comparado ao sistema sem GD, o sistema apresentou uma melhora significativa nos níveis de tensão de todas as barras (não ocorreu nenhum ponto de sobretensão), apresentou uma significativa diminuição das perdas no sistema e por fim o fluxo de potência apresentou um aumento considerável do fluxo de potência nas linhas 18 e 19, a partir da injeção de 80% de potência no sistema. Já o cenário 3 apresentou uma melhora nos níveis de tensão para as barras que estavam com subtensão, porém nas simulações que envolviam uma injeção de potência de 100% e 110% da carga total do sistema apresentou diversas barras com problemas de sobretensão (acima de 1,05 pu), para as perdas, se comparado ao sistema sem GD, também apresentou um número maior para essas duas simulações e por fim o fluxo de potência já começou a apresentar um aumento considerável a partir de 30% de injeção de potência, chegando no final das simulações a apresentar 14 linhas com aumento considerável no seu fluxo de potência. Logo, a disposição proposta pelo

cenário 1 apresentou muito mais impactos positivos do que negativos, e se comparado ao cenário 3, que apresentou diversos impactos negativos, o cenário 1 se torna uma opção muito mais viável, tanto economicamente como sistematicamente, pois com uma pequena modernização (aumento da capacidade de fluxo) nas linhas 18 e 19, para os parâmetros analisados, o cenário 1 só teria impactos positivos se levar em consideração os parâmetros analisados. Já o cenário 3 apresentou tantos impactos negativos, principalmente o grande aumento de fluxo em algumas linhas, que torna-se menos viável sua implantação, se comparado aos outros dois cenários, pois exigirá mais intervenções, por parte da concessionária, para que não ocorra problemas técnicos e para permitir que essas linhas suportem esse grande aumento de fluxo de potência que passa por algumas delas.

Portanto, com o embasamento teórico apresentado adjunto ao estudo de caso proposto, verifica-se que a implementação de cada vez mais geração distribuída no sistema, pode trazer diversas vantagens e desvantagem ao sistema que ela for implementada, e com isso, diversos desafios para as distribuidoras. Porém, como o seu crescimento é uma realidade em grande parte do Brasil, devido ao grande potencial de gerar energia, por causa da predominância climática do país, através de módulos fotovoltaicos adjunto a queda de custo que está ocorrendo da tecnologia necessária para essa implementação, realizar essa transição energética/sistêmica de forma controlada e estudar diversos cenários ao ponto de determinar os pontos máximo de carregamento de cada região, e com isso, conseguir antecipar a alguns dos possíveis impactos negativos ocasionados por esse crescimento, a fim de se precaver e modernizar a rede, para conseguir extrair o melhor dessa implementação e gerar muito mais impactos positivos do que negativo.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Este trabalho teve como objetivo identificar os impactos ocasionados pela cada vez maior injeção de potência, advindas da geração distribuída (principalmente solar fotovoltaica) na rede de distribuição teórica de 33 barras da IEEE (Case33bw), através da implementação de quatro unidades geradoras no sistema. Com esse estudo, devido a ser um sistema estático, onde se tem apenas uma “foto” do momento em regime permanente, foi possível analisar o comportamento, e possíveis impactos,

nos seguintes parâmetros: tensões nas barras, fluxo de potência nas linhas e perdas do sistema. Devido à natureza intermitente desse tipo de geração (principalmente solar fotovoltaica e eólica, que dependem do clima momentâneo) adjunto a projeção de aumento desse tipo de geração, no Brasil e no mundo é possível concluir que os desafios operacionais das distribuidoras, de manter uma entrega de energia elétrica com qualidade e contínua, dentro dos limites regulatórios aceitáveis, serão cada vez maiores. Logo, todo estudo que envolve os impactos causados pela geração distribuída no sistema de distribuição, torna-se de grande relevância, pois servirão de auxílio para ajudar a compreendê-los e encontrar possíveis soluções para conseguir extrair o melhor da GD, mais impactos positivos do que negativos.

Com isso, uma sugestão de um estudo futuro, para melhor aprofundamento nos impactos causados pela geração distribuída no sistema de distribuição, seria a utilização de um sistema com parâmetros mais próximos da realidade, sendo assim, projetando ou utilizando um sistema real que contenham os dados das curvas de carga média dos consumidores, das 24 horas de um dia, adjunto a uma curva de irradiação média do local onde se encontra esse sistema. Com isso, seria possível fazer uma análise muito mais completa sobre o impacto do aumento da implementação de GD, inclusive incluindo outros dos impactos que não foram possíveis de serem analisados no case33bw, citados na revisão da literatura, como: curva de pato, flutuações de tensão etc.

Acadêmico de Eletrotécnica, IFSC, Florianópolis, 022. Disponível em: <http://www.gepai.com.br/dissertacoes/> Acesso em: 14 ago. 2024.

CARNEIRO, Marlon D. S. **UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE OPENDSS PARA CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**. 130f. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, IFSC, Florianópolis, 2019. Disponível em: https://repositorio.ifsc.edu.br/bitstream/handle/123456789/1235/Marlon_TCC_final.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 23 Nov. 2019.

CBHSF. **Cidades submersas pelo São Francisco guardam saudades e tristezas**. Disponível em: <https://cbhsaofrancisco.org.br/noticias/novidades/cidades-submersas-pelo-sao-francisco-guardam-saudades-e-tristezas/#:~:text=Estas%20cidades%2C%20suas%20hist%C3%B3rias%20e,para%20a%20hidrel%C3%A9trica%20de%20Sobradinho>. Acesso em: 15 jun. 2024.

CHAVES, Beatriz F. de Resende. **Estudos dos Impactos da Inserção de Fontes Renováveis de Geração Distribuída na Seletividade e Coordenação da Proteção de Sistemas Elétricos**. 76f. 2019. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/33959/1/Estudos%20dos%20Impactos%20da%20Inser%20c3%a7%20c3%a3o%20de%20Fontes%20Renov%20c3%a1%20veis%20de%20Gera%20c3%a7%20c3%a3o%20Distribu%20c3%a7%20na%20Seletividade%20e%20Coordena%20c3%a7%20c3%a3o%20da%20Prote%20c3%a7%20c3%a3o%20de%20Sistemas%20El%20c3%a9%20tricos.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2024.

CORTEZ, Henrique. **Impactos ambientais e sociais na construção de usinas hidrelétricas**. Disponível em: <https://www.ecodebate.com.br/2023/05/29/impactos-ambientais-e-sociais-na-construcao-de-usinas-hidreletricas/>. Acesso em: 14 ago. 2024.

DE CASTRO, Nivalde et al. **Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída** Disponível em: https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde_de_Castro/12.tdse79_2018_Impactos_sistemicos_da_micro.pdf. Acesso em: 10 ago. 2024

DE SOUZA, K. J. F. N. C.; MANITO, A. R. A.; MELENDEZ, T. A. F.; MOCELIN A.; ZILLER, R.; PINHO, J. T. Geração Distribuída com Armazenamento Conectada à Rede Elétrica. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018, pp 1-8.

DOLATABADI, S. H.; GHORBANIAN, M.; SIANO, P.; HATZIARGYRIOU, N. D. An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, maio 2021. Vol. 36. N. 3. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9258930>. Acesso em: 29 nov. 2023.

EDP. **O que é geração distribuída e como ela funciona no Brasil?**. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/geracao-distribuida/>. Acesso em: 12 ago. 2024.

EDP. **O que é o autoconsumo remoto? Principais vantagens e como utilizar.**

Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/autoconsumo-remoto-o-que-e/>.

Acesso em: 10 jan. 2025.

EDP. **Geração compartilhada de energia solar: como funciona?** Disponível em:

<https://solucoes.edp.com.br/blog/geracao-compartilhada-energia-solar/>. Acesso em: 10 jan. 2025.

ENERGÊS. **Entenda as 4 Modalidades de Geração Distribuída** Disponível em:

<https://grupoquanta.com.br/geracao-distribuida-modalidades-quanta/>. Acesso em: 10 jan. 2024.

EPE. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída** Disponível em:

<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 15 jan. 2025.

ESFERA ENERGIA. 2023. **Usina termelétrica: o que é e como funciona a geração de energia?**. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/fontes-de-energia/usina-termeletrica>. Acesso em: 04 mar. 2025.

ESSLINGER, P.; WITZMANN, R. Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe**, ISGT Europe, 1–7. 2010. <http://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638867>

FOWLIE, M. 2016. **The duck has landed. Energy Institute at Haas**. Disponível em <https://energyathaas.wordpress.com/2016/05/02/the-duck-has-landed/>. Acesso em: 12 ago. 2024.

G1. **Onda de calor:** Brasil registra novo recorde de demanda de energia elétrica, diz ONS. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2024/03/17/onda-de-calor-brasil-registra-novo-recorde-de-demanda-de-energia-eletrica-diz-ons.ghtml>. Acesso em: 20 jun. 2024.

GENCO. 2024. **Geração distribuída: entenda como ela pode te beneficiar.**

Disponível em: <https://gencoenergia.com.br/blog/geracao-distribuida/>. Acesso em: 05 mar. 2025.

H3SOLAR. **Payback:** Como calcular o retorno de um investimento em energia solar. Disponível em: <https://h3solar.com/payback-como-calcular-o-retorno-de-um-investimento-em-energia-solar/#:~:text=Mas%20a%20tend%C3%Aancia%20%C3%A9%20que,de%203%20a%205%20anos>.

Acesso em: 30 set. 2023.

INEE. **O QUE É GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.** Disponível em: <http://www.inee.org.br/>

Acesso em: 14 ago. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Country Rankings.**

Disponível em: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>. Acesso em: 10 jan. 2025.

KAGAN, N.K; OLIVEIRA, C.C.B; ROBBA, E.J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

LIMA, Maria T. S. L. L; DE SOUZA, Maria C. **Discorrendo Sobre o Uso das Termelétricas no Brasil**. Disponível em:
<https://www.redalyc.org/pdf/4675/467547642004.pdf>. Acesso em: 07 abr. 2024.

MME. **Expansão de geração de energia chega a 8,4 GW em 2023**. Disponível em:
<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/expansao-de-geracao-de-energia-chega-a-8-4-gw-em-2023>. Acesso em: 07 abr. 2024.

NARUTO, Denise T. **Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. 97f. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em:
<http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10020290.pdf>. Acesso em: 30 set. 2023.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 15 fev. 2024.

PHBSOLAR. **Webinar Regulamentação da lei 14.300: Ren 1059**. YouTube, 20 de março de 2023. 01h31min55s. Disponível em:
<https://www.youtube.com/watch?reload=9&app=desktop&v=0IEJoomQ18&t=21s>. Acesso em: 15 ago. 2024.

QUANTA. **Quais são as modalidades de Geração Distribuída?** Disponível em:
<https://energes.com.br/modalidades-de-geracao-distribuida/>. Acesso em: 30 ago. 2024.

RIBEIRO JUNIOR, Luiz C. **Inversores Inteligentes em Sistemas Fotovoltaicos para Controle Integrado de Funções Utilizando o OpenDSS**. 160f. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). UNIFEI, Itajubá, 2018. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/1757/1/dissertacao_2018132.pdf. Acesso em: 15 jun. 2024.

REINALDO, Pierry M. **ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC**. 108f. 2020. Dissertação (Mestrado em Sistema de Energia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, IFSC, Florianópolis, 2019. Disponível em: <http://www.gepai.com.br/dissertacoes/>. Acesso em: 12 ago. 2024.

SILVA, N.G.D.J. **Resiliência em Redes Elétricas: Garantindo o Fornecimento de Energia em Tempos Desafiadores**. Disponível em:
<https://www.linkedin.com/pulse/resili%C3%Aancia-em-redes-el%C3%A9tricas-garantindo-o-de-tempos-nicollas/>. Acesso em: 14 ago. 2024.

VENCESLAU, Brenda L. **ANÁLISE DOS IMPACTOS AMBIENTAIS E MEDIDAS MITIGADORAS ASSOCIADAS À IMPLANTAÇÃO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 73f. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Graduação em Ambiental e Sanitaria) – Departamento de ciência e tecnologia ambiental, CEFET, Minas Gerais, 2022. Disponível em: https://www.eng-ambiental.bh.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/187/2022/04/Brenda_Lucas_Venceslau-Monografia.pdf. Acesso em: 12 ago. 2024.