

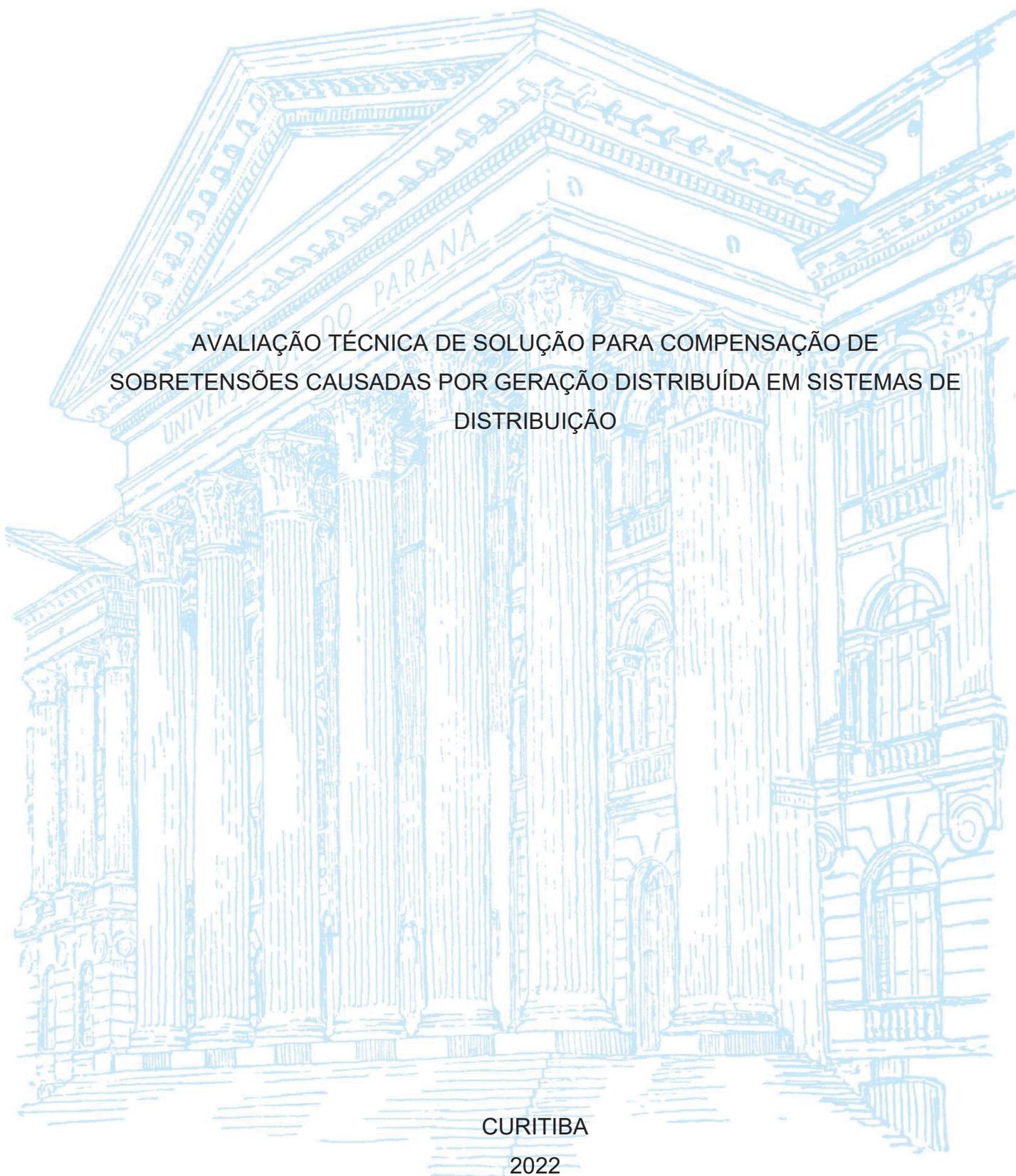
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

DANIEL ELIAS SAUSS

AVALIAÇÃO TÉCNICA DE SOLUÇÃO PARA COMPENSAÇÃO DE
SOBRETENSÕES CAUSADAS POR GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO

CURITIBA

2022



DANIEL ELIAS SAUSS

AVALIAÇÃO TÉCNICA DE SOLUÇÃO PARA COMPENSAÇÃO DE
SOBRETENSÕES CAUSADAS POR GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO

Monografia apresentada ao curso de Pós-Graduação em Eficiência Energética e Geração Distribuída, Setor de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Eficiência Energética e Geração Distribuída.

Orientador: Prof. Dr. Mateus Duarte Teixeira

Coorientadora: M.Sc. Thaís Marzalek Blasi

CURITIBA

2022



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA -
40001016317E1

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Monografia de Especialização de DANIEL ELIAS SAUSS intitulada: AVALIAÇÃO TÉCNICA DE SOLUÇÃO PARA COMPENSAÇÃO DE SOBRETENSÕES CAUSADAS POR GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de especialista está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 18 de março de 2022.


Mateus Duarte Teixeira
Presidente da Banca Examinadora
Prof. Dr. MATEUS DUARTE TEIXEIRA
Docente do Departamento de Eng. Elétrica
Matrícula UFPR 203334


Rogers Demonti
Prof. Dr. Rogers Demonti
Servidor Docente do Depto. de Engenharia Elétrica
Matrícula: UFPR 201875

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Dedico este trabalho a minha mãe, que com muito cuidado e dedicação, não mediu esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, o Professor Dr. Mateus Duarte Teixeira e a coorientadora, M.Sc. Thaís Marzalek Blasi, por terem aceitado acompanhar-me neste projeto, principalmente pelo suporte oferecido nos momentos de dificuldades. E a todas as pessoas que de alguma forma contribuíram para a conclusão deste trabalho.

RESUMO

O sistema de distribuição tem passado por uma série de mudanças, em geral impulsionadas pela entrada de sistemas de geração distribuída. Esses sistemas de geração dividem-se em dois grupos, a micro e minigeração, correspondendo as faixas de potência de até 75 kW e entre 75 kW e 5 MW, respectivamente. Em termos de tecnologia, a geração distribuída corresponde majoritariamente a utilização de sistemas solares fotovoltaicos, os quais tem ganhado cada vez mais espaço devido a facilidade de instalação e redução dos custos. Entretanto, como os sistemas de geração distribuída correspondem em grande parte a injeção apenas de potência ativa na rede, uma vez que atualmente a injeção de reativos não é remunerada, esse aumento da circulação de potência pode causar problemas na operação das redes de distribuição, onde esses sistemas estão conectados. Um dos problemas gerados pode ser a violação dos limites de tensão, ocasionando sobretensões na rede. Dessa forma o objetivo do presente trabalho consiste na avaliação de soluções para as sobretensões causadas por sistemas de geração distribuída na rede de distribuição, sendo considerada a entrada de equipamentos como reatores ou ainda a variação do fator de potência dos inversores dos sistemas fotovoltaicos. Para tanto foram realizadas simulações no software OpenDSS para a rede IEEE 13 barras, considerando-se a entrada de sistemas de geração. A partir das análises foi possível verificar a eficácia das duas aplicações, tanto da entrada de um reator na rede quanto da variação do fator de potência. Convém destacar que embora a entrada do reator corresponda a um custo adicional para a distribuidora, nesse caso está sendo realizado um reforço de rede, capaz inclusive de permitir maior capacidade de acomodação para entrada de outros sistemas de geração distribuída sem prejuízos a qualidade da energia.

Palavras-chave: Geração distribuída. Sobretensões. Reator. OpenDSS.

ABSTRACT

The distribution system has undergone a series of changes, generally driven by the entry of distributed generation systems. These Generation systems are divided into two groups, micro and minigeneration, corresponding to power ranges up to 75 kW and between 75 kW and 5 MW, respectively. In terms of technology, distributed generation corresponds mostly to the use of photovoltaic solar systems, which have gained more and more space due to ease of installation and cost reduction. However, as distributed generation systems largely correspond to the injection of only active power into the grid, since the injection of reactive is currently not remunerated, this increase in power circulation can cause problems in the operation of distribution networks, where these systems are connected. One of the problems generated can be the violation of voltage limits, causing overvoltage in the network. Thus, the objective of the present work is to evaluate solutions for overvoltage caused by distributed generation systems in the distribution network, considering the input of equipment such as reactors or the variation of the power factor of the inverters of the photovoltaic systems. For that, simulations were performed in OpenDSS software for the IEEE 13 bus network, considering the input of generation systems. From the analysis, it was possible to verify the effectiveness of the two applications, both the input of a reactor in the network and the variation of the power factor. It should be noted that although the entry of the reactor corresponds to an additional cost for the distributor, in this case a network reinforcement is being carried out, capable of even allowing greater accommodation capacity for the entry of other distributed generation systems without harming the quality of energy.

Keywords: Distributed generation. Overvoltage. Reactor. OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 1 - ESQUEMA SIMPLIFICADO APRESENTANDO GERADOR E CARGA | 20 |
| FIGURA 2 - SISTEMA ELÉTRICO E FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA.... | 26 |
| FIGURA 3 – REATOR EM DERIVAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO FLUXO MAGNÉTICO..... | 28 |
| FIGURA 4 – INTERFACE DO SOFTWARE MENDELEY UTILIZADO PARA AUXILIAR NA SELEÇÃO DE DOCUMENTOS | 30 |
| FIGURA 5 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS | 35 |
| FIGURA 6 – FLUXO DE POTÊNCIA NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 1. | 37 |
| FIGURA 7 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 1. | 38 |
| FIGURA 8 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 2. | 40 |
| FIGURA 9 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 3. | 41 |
| FIGURA 10 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 4 | 43 |
| FIGURA 11 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 5 | 44 |
| FIGURA 12 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 6. | 45 |
| FIGURA 13 – COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS 2 E 6..... | 47 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| TABELA 1 – CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1 KV E INFERIOR A 69 KV | 23 |
| TABELA 2 – MATRIZ RELACIONANDO EPs VS PCs..... | 29 |
| TABELA 3 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 1 | 39 |
| TABELA 4 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 2 | 40 |
| TABELA 5 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 3 | 41 |
| TABELA 6 – CARACTERÍSTICAS E DISTRIBUIÇÃO DAS CARGAS CONCENTRADAS E GD | 42 |
| TABELA 7 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 4 | 43 |
| TABELA 8 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 5 | 44 |
| TABELA 9 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 6 | 46 |
| TABELA 10 – COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS 2 E 6..... | 47 |

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

| | |
|---------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| EPRI | <i>Electric Power Research Institute</i> |
| FP | Fator de potência |
| GD | Geração Distribuída |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| kV | quilo-volt |
| kvar | quilo-volt-ampère |
| kW | quilo-watt |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| QEE | Qualidade da Energia Elétrica |
| QSTS | <i>Quasi-Static Time Series</i> |
| REN | Resolução Normativa |
| RPS | Regime Permanente Senoidal |
| TUSD | Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição |
| OLTC | <i>on load tap changer</i> |
| NLTC | <i>non load tap changer</i> |

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 13 |
| 1.1 CONTEXTO | 13 |
| 1.2 OBJETIVOS | 14 |
| 1.2.1 Objetivo geral | 14 |
| 1.2.2 Objetivos específicos..... | 14 |
| 1.3 JUSTIFICATIVA | 14 |
| 1.4 METODOLOGIA..... | 15 |
| 1.5 ESTRUTURA DO DOCUMENTO..... | 16 |
| 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 17 |
| 2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA..... | 17 |
| 2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA..... | 18 |
| 2.2.1 Sistema elétrico radial | 18 |
| 2.2.2 Fluxo de potência | 18 |
| 2.3 IMPACTOS DA GD PARA A QUALIDADE DE ENERGIA..... | 19 |
| 2.3.1 Sobretensão | 19 |
| 2.3.2 Harmônicos | 21 |
| 2.3.3 Flutuações de tensão | 21 |
| 2.3.4 Desequilíbrio de tensão e corrente..... | 22 |
| 2.3.5 Fator de potência | 22 |
| 2.4 PRODIST – MÓDULO 8..... | 23 |
| 2.4.1 Tensão em regime permanente | 24 |
| 2.4.2 Fator de potência | 24 |
| 2.5 MITIGAÇÃO DE SOBRETENSÕES COM REATOR | 24 |
| 2.5.1 Controle de tensão em sistemas elétricos..... | 24 |
| 2.5.2 Controle de tensão com reator | 25 |
| 2.5.3 Controle de tensão com inversor..... | 25 |
| 3 REVISÃO DE LITERATURA | 29 |
| 3.1 PROCESSO DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO..... | 29 |
| 3.2 ANÁLISE DA LITERATURA..... | 30 |
| 3.3 DISCUSSÃO DA LITERATURA | 32 |
| 4 MATERIAIS E MÉTODOS | 33 |

| | |
|--|-----------|
| 4.1 MATERIAIS | 33 |
| 4.1.1 OpenDSS | 33 |
| 4.1.2 Rede ajustada IEEE 13 barras | 34 |
| 4.2 MÉTODOS | 36 |
| 5 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS | 37 |
| 5.1 SIMULAÇÃO DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 1 | 37 |
| 5.2 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 2..... | 39 |
| 5.3 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 3..... | 40 |
| 5.4 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 4..... | 42 |
| 5.5 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 5..... | 43 |
| 5.6 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 6..... | 45 |
| 5.7 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS..... | 46 |
| 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 48 |
| 6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS | 49 |
| REFERÊNCIAS..... | 50 |
| APÊNDICE 1 – CÓDIGO FONTE SIMULADO | 52 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Conforme informações da Associação Brasileira de Geração Distribuída – ABGD, o mercado de energias renováveis distribuída continua seu crescimento no Brasil. Em janeiro de 2022, o país alcançou a marca de 9 GW de potência instalada de geração de energia solar e, em menos de um ano espera-se chegar a 15 GW de energia distribuída gerada pelos consumidores a partir do sol. A quantidade de centrais geradoras de energia fotovoltaica de Geração Distribuída – GD cresce de forma acentuada, com o objetivo de evitar a cobrança da TUSD (Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição) até 2045. Estes números representam não só o crescimento do mercado de energia solar, mas também a força do segmento no país (Canal Energia, 2022).

Muito embora a geração distribuída traga uma série de benefícios para seus proprietários e para todo o sistema elétrico de maneira geral, sabe-se que a instalação massiva de GD na rede elétrica pode comprometer a qualidade da energia do sistema. Conforme relatado na Brochura Técnica do CIGRE JWG C4.24, 2018, intitulada *Power Quality and EMC Issues with Future Electricity Networks*, a instalação de geração distribuída em alimentadores de distribuição vem causando a inversão do fluxo de potência ativa, fazendo com que as tensões se elevem consideravelmente (CIGRE, 2018).

Neste sentido, é de grande relevância avaliar diferentes tipos de soluções para evitar que a entrada da geração distribuída cause problemas na rede. Alguns exemplos de soluções seriam: controle de energia reativa por inversores fotovoltaicos, mudança dos condutores e configuração da rede de distribuição além da possibilidade de instalação de compensadores de energia reativa. Dessa forma busca-se conhecer sobre a viabilidade técnica de cada uma das soluções que auxiliem empresas de engenharia e concessionárias na definição daquela que melhor atenda a cada caso.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Realizar uma análise técnica da utilização de reatores e do controle de fator de potência de inversores, para mitigar problemas de sobretensão causada por sistemas de minigeração de GD na rede de distribuição, é o objetivo deste estudo.

1.2.2 Objetivos específicos

Com a finalidade de apresentar uma análise de sensibilidade ao fim deste estudo, os objetivos específicos norteiam as ações que serão desenvolvidas de forma a cumprir com o especificado. Abaixo estão apresentados os principais tópicos a serem estudados e desenvolvidos:

- a) Realizar levantamento bibliográfico ou estado da arte;
- b) Levantar os principais impactos da GD para a qualidade de energia;
- c) Investigar principais equipamentos e soluções para regulação de tensão;
- d) Realizar modelagem e simulação de um circuito com GD e reator para avaliar o impacto desta solução.

1.3 JUSTIFICATIVA

A grande inserção de GD tem trazido problemas de sobretensões na rede elétrica. Uma das formas de mitigação deste efeito é através do controle de potência ativa – P e potência reativa – Q dos inversores, todavia isso tem impacto financeiro para o produtor, pois reduz o montante de potência ativa gerada, devido ao limite de potência aparente do equipamento.

Dessa forma, se faz necessário realizar estudos dos problemas que a sobretensão pode ocasionar nas redes de distribuição e o quanto a instalação de um reator pode contribuir para corrigir o problema de sobretensão que a GD pode inserir na rede.

1.4 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento deste estudo a principal técnica utilizada foi a modelagem e simulação computacional de um caso hipotético envolvendo instalação de reatores para o controle de sobretensões em sistemas de distribuição causadas por geração distribuída. Para tanto serão desenvolvidas outras atividades com intuito de se alcançar os objetivos desta monografia.

Neste sentido, inicialmente será feita uma revisão sobre a teoria e os principais conceitos necessários envolvendo sobretensões e utilização de reatores em redes elétricas. Assim será feito estudo da teoria relacionada a regulação de tensão, sobretensão e leitura dos documentos normativos existentes referente a qualidade de energia elétrica na rede de distribuição.

Na próxima etapa, será feito levantamento bibliográfico dos trabalhos técnicos-científicos mais atuais sobre mitigação de sobretensões em redes de distribuição. Estes trabalhos também serão usados para auxiliar na formulação do problema e identificar as principais soluções que possam ser abordadas para a correção de problemas de sobretensão em redes com alta penetração de geração distribuída. Para a realização desta atividade, será utilizada a plataforma Google Scholar e o Portal da CAPES.

A terceira atividade do desenvolvimento será a modelagem computacional e simulação de um sistema de distribuição, no caso, o sistema IEEE 13 Barras (IEEE,2022), no software OpenDSS para avaliação de reatores para mitigação de sobretensões causadas por geração distribuída. Para tanto, serão propostos diferentes casos, incluindo controle de tensão pelo ajuste do FP de saída de inversores fotovoltaicos.

Por fim, será feita análise dos resultados obtidos do fluxo de potência e os problemas de sobretensão causados por GD e as formas de mitigação delas, empregando gráficos e tabelas comparativas para evidenciar a resposta das soluções propostas. Finalizando com as principais constatações observadas durante todo o desenvolvimento.

1.5 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

No capítulo um, apresenta-se a introdução deste trabalho, contextualizando os problemas de sobretensão em GD, o objetivo geral, específicos e a metodologia aplicada no desenvolvimento deste estudo.

Em seguida, no segundo capítulo, apresenta-se a fundamentação teórica de temas relacionados com a GD, como fluxo de potência e impactos da GD e forma de mitigação deste problema. No terceiro capítulo, é apresentado uma revisão bibliográfica do tema em estudo.

No quarto capítulo, são apresentadas as informações sobre o software OpenDSS a ser utilizado para as simulações e os cenários que serão avaliados. O quinto capítulo, apresenta os resultados das simulações realizadas, bem como a constatação do problema de sobretensão.

E por fim, no sexto capítulo, são feitas as considerações finais acerca do trabalho realizado e as sugestões de trabalhos futuros que podem ser realizados a partir deste estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis, localizadas próximos aos centros de consumo de energia elétrica. Alguns benefícios da geração estar próximo do consumo estão relacionados com a postergação de investimentos em expansão do sistema de distribuição, baixo impacto ambiental e a melhora do nível de tensão da rede em períodos de carga pesada. Em contrapartida, com o aumento de geradores na rede de distribuição, aumenta a complexidade de operação desta rede.

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (Caderno Temáticos ANEEL, 2016).

A micro e minigeração distribuída de energia elétrica teve seu crescimento incentivado por ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte (BEM, 2021). Com o objetivo de retirar as incertezas jurídicas e regulatórias que existem no mercado de energia solar, em dezembro de 2021, foi aprovado pela Câmara dos Deputados o projeto de lei (PL 5829/19) que institui o marco legal da geração distribuída no Brasil, proporcionando uma maior estabilidade para o crescimento desta modalidade de energia no Brasil. Em janeiro de 2022 o projeto de lei foi sancionado pelo Presidente da República e transformado na Lei nº 14.300, estabelecendo regras mais detalhadas aplicáveis ao mercado de geração distribuída, o qual é atualmente regulado pela Resolução Normativa nº 482/2012 (“REN 482”) da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

2.2.1 Sistema elétrico radial

O sistema elétrico radial é um tipo de sistema em que a energia elétrica trafega em um só sentido, sendo mais barato e mais simples de se implementar. Entretanto, possui alta taxa de descontinuidade de energia provocando descontentamento dos consumidores conectados neste tipo de sistema. Uma solução adotada para mitigar este problema é a utilização de chaveamentos. Deste modo, ao haver uma falha, isola-se o trecho com problemas e energiza-se a parte boa do sistema. As principais características do sistema elétrico radial são:

- a. mais barato e simples;
- b. menor continuidade do serviço;
- c. maior continuidade de consumidores sem energia;
- d. maior queda de tensão.

2.2.2 Fluxo de potência

As concessionárias de energia possuem grande interesse em realizar estudos de fluxo de potência, com o objetivo de tornar a operação do setor elétrico mais otimizada, segura e econômica. A questão da GD, está sendo bastante explorada pelos estudos de fluxo de potência, pois a utilização em excesso destes sistemas pode ocasionar problemas na regulação de tensão na rede elétrica e, portanto, se faz uso de simulações de fluxo de potência para avaliar esses impactos. Um exemplo desses estudos é o ajuste em dispositivos de controle de tensão, na qual pode ser feito tanto por injeção de potência reativa como por alteração da posição dos *taps* dos transformadores.

2.2.2.1 Tensões e derivações (*taps*)

Tap é uma conexão mecânica móvel entre o enrolamento e o condutor do transformador e permite realizar o ajuste na relação de espiras e conseqüentemente na relação de tensão. O equipamento que permite alterar a derivação sob carga é denominado de Comutador sob Carga (OLTC – *on load tap changer*). De outra forma,

o transformador tem que ser desligado e desenergizado durante a mudança de derivação, sendo que o equipamento utilizado para esta alteração de *tap* é denominado de Comutador sem Carga (NLTC – *non load tap changer*).

Os *taps* podem ser localizados em qualquer um dos dois enrolamentos do transformador ou em ambos. Para a seleção do enrolamento (lado em alta tensão – AT ou baixa tensão – BT) (Frontin, 2013).

2.2.2.2 Fluxo reverso de potência

As redes de distribuição normalmente operam e foram projetadas para suportar um fluxo de potência unidirecional, fluindo da fonte em direção a carga. Com a inserção massiva de GD em uma rede de distribuição, ocorrerá uma elevação da potência ativa fornecida pela GD e uma diminuição da potência ativa injetada pela rede. Em função desta alteração, observa-se que irá ocorrer uma redução da queda de tensão no alimentador, e como resultado, uma elevação de tensão será notada, a qual pode extrapolar os padrões de qualidade da energia. A elevação de tensão é um problema crítico que necessita ser corrigido, conforme Gadelha (2019).

2.3 IMPACTOS DA GD PARA A QUALIDADE DE ENERGIA

A inserção dos sistemas de GD nas redes de distribuição pode trazer impactos positivos para as unidades consumidoras, devido a redução nos custos com a eletricidade, e para as distribuidoras devido a possibilidade de adiar investimentos em reforço e expansão do sistema de distribuição.

Entretanto, se ocorrer a inserção massiva de GD em pontos específicos da rede de distribuição, isto pode acarretar impactos negativos, os quais devem ser estudados pela distribuidora de energia com o objetivo de evitar danos aos dispositivos da rede e equipamentos das unidades consumidoras. Nos itens a seguir, serão abordados os principais problemas que impactam a qualidade da energia, dando ênfase para o problema de sobretensão.

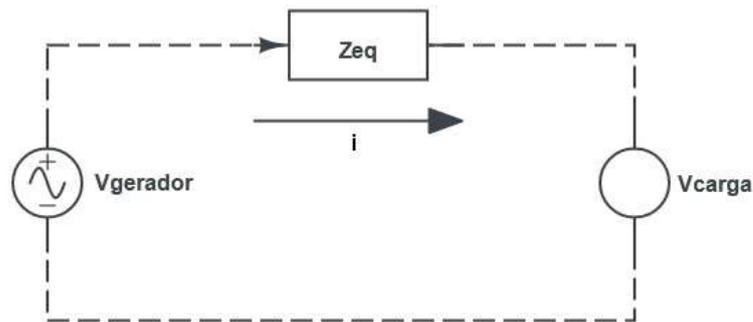
2.3.1 Sobretensão

A tensão de alimentação de equipamentos elétricos necessita estar dentro de uma determinada faixa de operação. A operação destes equipamentos fora desta

faixa podem ocasionar problemas de redução de vida útil do equipamento ou uma redução de rendimento. A elevação de tensão que é percebida por um inversor pode estar relacionada com problemas na rede elétrica da concessionária, seja por precariedade ou inserção massiva de GD, e por problemas relacionados a instalação do sistema fotovoltaico. Este é um dos problemas mais frequentes de qualidade da energia que limitam a inserção de GD em redes de distribuição (NUNES, 2017).

O fenômeno da variação de tensão está relacionado com o transporte da corrente elétrica entre o gerador (inversor) e a carga (consumidor e/ou a concessionária de distribuição). A FIGURA 1, apresenta um esquema simplificado, envolvendo tensão do gerador, a tensão da carga e a impedância do sistema.

FIGURA 1 - ESQUEMA SIMPLIFICADO APRESENTANDO GERADOR E CARGA



FONTE: Adaptado Canal Energia (2021).

Quando ocorre o transporte de energia entre o gerador e a carga, existe uma variação de tensão devido a impedância ou a resistência existente no trecho. Esta variação pode ser obtida pela 1ª Lei de Ohm.

$$\Delta V = V_{\text{gerador}} - V_{\text{carga}} = Z_{\text{eq}} \cdot i \quad (1)$$

Onde Z_{eq} é a impedância equivalente do sistema e i é a corrente elétrica circulando por ele. Desta forma, quanto maior for a corrente elétrica circulando, e quanto maior for a impedância do sistema, maior será a variação de tensão. Por este motivo a sobretensão ocorre com maior frequência nos horários de pico do sistema fotovoltaico, pois é neste momento que existe o maior valor de corrente elétrica circulando pelo sistema.

A sobretensão pode estar relacionada com qualidade da instalação elétrica do sistema, o que não será objeto de estudo deste trabalho, ou com problemas relacionados com a distribuidora, devido a alta inserção de GD ou as características do ramal de distribuição. Este problema costuma ocorrer com maior frequência em redes rurais e redes de fim de linha, que acabam não suportando os valores de corrente elétrica injetada na rede pelos inversores, devido a diversos fatores, entre eles a especificação subdimensionada do sistema, a falta de manutenção entre outros.

Com a extrapolação dos limites de tensão estabelecidos em normas, a qualidade da energia elétrica disponibilizada aos usuários é precária, o que influenciará nos indicadores da distribuidora e na percepção do serviço prestado pela distribuidora ao cliente.

2.3.2 Harmônicos

Componentes harmônicas presentes nas tensões e correntes do sistema elétrico são sinais de frequência múltipla inteira da componente fundamental que, quando sobrepõem a componente fundamental, deformam o sinal e deterioram a QEE.

A emissão de harmônicos provenientes de instalações fotovoltaicas depende diretamente do tipo de conversor de potência utilizado, da tecnologia e do sistema de controle deste equipamento. Além disso, a interação com cargas não-lineares pode gerar perdas nas linhas de transmissão devido ao fluxo de componentes harmônicos na corrente.

A existência deste tipo de distúrbio aumenta a probabilidade de ressonância da rede elétrica e estima-se que em torno de 25% do total de distúrbios do sistema elétrico sejam oriundos de harmônicos. Isto torna esse distúrbio responsável por grandes perdas de potência na indústria de energia elétrica (NUNES, 2017).

2.3.3 Flutuações de tensão

A potência gerada por sistemas fotovoltaicos varia de acordo com a irradiação solar que incide sobre os módulos. Quanto maior a irradiação, maior será a energia produzida e devido a interação entre a corrente fornecida pelo sistema com a

impedância da rede elétrica, o perfil de tensão tende a seguir esta variação, originando a flutuação de tensão.

O movimento das nuvens produz sombra sobre o sistema, e esta é capaz de reduzir a potência de saída. Tão logo a sombra deixa de afetar os painéis a potência volta a subir. As maiores flutuações de tensões ocorrem em períodos de 1 a 2 minutos e estas ocorrem normalmente durante o pico de geração (NUNES, 2017).

2.3.4 Desequilíbrio de tensão e corrente

O desequilíbrio num sistema trifásico ocorre quando as três fases apresentam diferentes valores de tensão e corrente e/ou na defasagem angular entre fases diferentes de 120 graus elétricos do mesmo sistema.

A conexão de sistemas fotovoltaicos monofásicos, que são os mais adquiridos pelos consumidores de baixa tensão, conectados na rede elétrica trifásica intensificam o desequilíbrio existente entre as fases. A existência de desequilíbrio numa rede de distribuição pode comprometer o desempenho de diversos tipos de cargas, tais como motores elétricos, reguladores de tensão, dispositivos eletrônicos, etc.

2.3.5 Fator de potência

A relação entre a potência ativa (kW) e a potência aparente (kVA) de um sistema elétrico é definido como sendo o fator de potência – FP, e pode ser obtido através do cálculo da seguinte fórmula:

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2)$$

Este é um importante indicador de eficiência energética da instalação, pois estando o valor do FP o mais próximo possível da unidade, isto indica um baixo consumo de energia reativa em relação a energia ativa.

A grande maioria dos inversores atuais possuem a capacidade de controlar a potência reativa por ele gerado, ao custo de reduzir a quantidade de potência ativa

gerada, pois existe um limite de injeção de corrente elétrica que o inversor pode realizar.

2.4 PRODIST – MÓDULO 8

A ANEEL, no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, estabeleceu os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica – QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado. Nesta norma, são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente. A tensão de operação deverá situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão (ANEEL, 2021). A TABELA 1 apresenta os níveis de tensões admitidas para cada limite estabelecido pela norma.

TABELA 1 – CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1 KV E INFERIOR A 69 KV

| Tensão de Atendimento (TA) | Faixa de Variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR) |
|----------------------------|--|
| Adequada | $0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$ |
| Precária | $0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$ |
| Crítica | $TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$ |

FONTE: Adaptado ANEEL, PRODIST – Módulo 8.

A seção 8.1 desta norma, trata sobre a questão de qualidade do produto em regime permanente ou transitório, e os seguintes fenômenos de regime permanente são tratados: tensão em regime permanente, fator de potência, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de frequência e variação de tensão de curta duração.

A definição das características de instrumentação e a metodologia de medição estão descritas na seção 9. O conjunto de leituras para gerar os indicadores da qualidade do produto de regime permanente (distorções harmônicas, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão) deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de agregação) de 10

minutos cada. Uma série de indicadores podem ser calculados a partir da aquisição destes registros de medição.

2.4.1 Tensão em regime permanente

De acordo com esta norma, a tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados. Este é um dos parâmetros utilizados para avaliar a qualidade da energia elétrica fornecida às unidades consumidoras. Os sistemas de GD não efetuam o controle de tensão, ficando sob a responsabilidade da distribuidora realizar esta tarefa.

2.4.2 Fator de potência

É realizada a caracterização deste fenômeno e definido os valores de referência para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

2.5 MITIGAÇÃO DE SOBRETENSÕES COM REATOR

2.5.1 Controle de tensão em sistemas elétricos

A tensão de alimentação de dispositivos elétricos precisa estar dentro de uma determinada faixa de valores, para evitar problemas como redução de rendimento e diminuição da vida útil destes equipamentos, conforme abordado anteriormente. Desta forma, torna-se intuitivo a necessidade de controlar a tensão de maneira adequada.

Para operarmos um sistema elétrico de potência, é fundamental conhecer o perfil de carga ativa e carga reativa deste sistema, com o objetivo de estabelecer a forma de controle de tensão aderente ao perfil de carga no qual o sistema de GD está inserido. Em função dos diferentes patamares de carga existentes no sistema elétrico,

o controle de tensão do sistema não pode ser o mesmo ao longo do tempo. Ou seja, a variação de carga consumida do sistema, produz variações no sistema, como alteração no despacho de geração de usinas, comutações de tapas de transformadores, entrada e saída de banco de capacitores, etc.

Existem diversos equipamentos e modos de controles de tensão utilizados para ajustar a tensão de um sistema, como os geradores síncronos, ajustes de tapas de transformadores, capacitores de derivação, reguladores de tensão, reatores em derivação e a operação de linhas de transmissão. Neste estudo, iremos analisar com mais detalhes a utilização de reatores para controlar o fenômeno de sobretensão.

2.5.2 Controle de tensão com reator

Durante certos horários do ciclo de carga de um sistema elétrico, caracterizado por baixas demanda das cargas elétricas e excesso de potência ativa injetada no sistema o nível da tensão elétrica pode ser elevado. A estabilidade dinâmica e o controle do valor da tensão do sistema elétrico são obtidos através do controle da potência reativa no sistema e são fundamentais para a segurança das instalações, equipamentos e fornecimento da energia elétrica.

Os reatores são importantes equipamentos utilizados no controle de sobretensões de manobras, no controle de tensão durante rejeições de carga, na prevenção de auto excitação de geradores e outros fenômenos elétricos. Em suma, são importantes para minimizar os efeitos negativos do excesso de potência reativa no sistema elétrico de potência (Frontin, 2013).

2.5.3 Controle de tensão com inversor

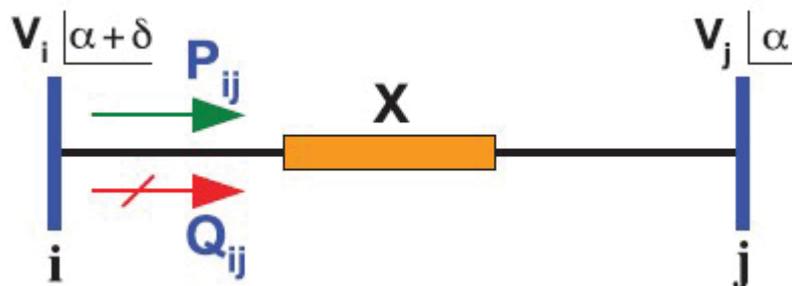
A principal finalidade da GD é fornecer potência ativa para o sistema. Entretanto, os inversores modernos também podem ser utilizados para realizar o controle de tensão fornecendo ou absorvendo potência reativa. Estes equipamentos podem ser configurados de forma a trabalhar com o fator de potência (FP) fixo, fator de potência variável e controle kvar possibilitando uma melhor conexão do inversor com o sistema elétrico.

2.5.3.1 Potência reativa e controle de tensão

Quando uma linha ou circuito opera em carga leve, este se comporta como um capacitor e fornece energia reativa ao sistema, devido ao efeito capacitivo desta linha. A capacitância é resultado da diferença de potencial entre os condutores, ela faz com que estes condutores se tornem carregados de modo semelhante às placas de um capacitor entre as quais exista uma diferença de potencial. Durante a operação deste mesmo equipamento em período de carga pesada, a linha absorve energia reativa (Frontin, 2013).

A FIGURA 2 mostra, de forma simplificada, um sistema elétrico com duas barras adjacentes interligadas pela linha de transmissão de reatância indutiva X .

FIGURA 2 - SISTEMA ELÉTRICO E FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA



FONTE: Equipamentos de alta tensão, Frontin, 2013.

A transferência de potência ativa e potência reativa entre as barras i e j , com tensões V_i e V_j defasadas do ângulo de fase δ , pode ser representada pelas seguintes expressões.

Potência ativa P_{ij} [MW]

$$P_{ij} = \frac{|V_i| \cdot |V_j|}{X} \cdot \text{sen} \delta \quad (3)$$

Potência reativa Q_{ij} [Mvar]

$$Q_{ij} = \frac{|V_j|}{X} \cdot (|V_i| \cdot \text{cos} \delta - |V_j|) \quad (4)$$

Das expressões acima, observamos que:

- a) A alteração do ângulo de defasagem angular δ , entre as tensões das barras, causa uma alteração maior no fluxo da potência ativa P_{ij} entre as barras.
- b) A alteração no fluxo da potência reativa Q_{ij} , entre as barras, causa uma alteração maior dos módulos das tensões nas barras.

É possível, sem que as características físicas das linhas sejam modificadas, alterar suas características de transmissão, atuando sobre o seu circuito elétrico por meio da instalação de equipamentos para regular os fluxos das potências ativa e reativa e as relações entre as tensões terminais, bem como neutralizar o efeito do excesso de reatância capacitiva, o excesso de reatância indutiva, ou mesmo ambos. Também é possível alterar artificialmente o comprimento elétrico da linha. Qualquer que seja a situação, o grau de compensação é um problema técnico econômico (Fuchs, 1977).

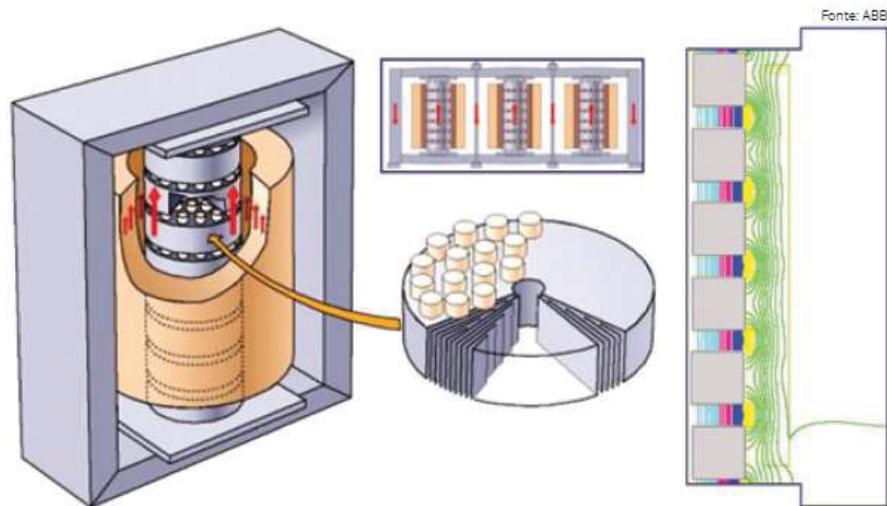
2.5.3.2 Princípio básico e propriedades gerais

Um reator em derivação é um equipamento eletromecânico constituído fundamentalmente de um enrolamento com núcleo de ar ou montado concêntrico a um núcleo magnético, no qual a coluna principal (com enrolamento) do núcleo magnético é constituída de segmentos de material ferromagnético com entreferros (*gaps* de ar) entre os segmentos. Este tipo de reator é amplamente utilizado no Brasil.

O reator com núcleo magnético é constituído de um enrolamento concêntrico ao núcleo magnético, com projeto e construção adequados para a operação com expectativa de vida longa imerso, em geral, em óleo mineral isolante. O funcionamento de um reator em derivação fundamenta-se nos princípios físicos representados através da Lei de Ampere e da Lei de Faraday da teoria do eletromagnetismo. Segundo a Lei de Ampere, a corrente elétrica em um circuito elétrico estabelece um campo magnético, enquanto que, segundo a Lei de Faraday, um circuito imerso em um campo magnético variável é submetido a uma tensão elétrica (Frontin, 2013).

A FIGURA 3 mostra o arranjo do núcleo e enrolamento de um reator em derivação monofásico com núcleo magnético, que é o modelo mais utilizado no sistema elétrico Brasileiro.

FIGURA 3 – REATOR EM DERIVAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO FLUXO MAGNÉTICO



FONTE: Equipamentos de alta tensão, Frontin, 2013.

Em um reator, o fluxo magnético principal no núcleo é determinado essencialmente pela tensão de fase aplicada entre os terminais do enrolamento. Assim, para a tensão alternada $u(t)$ de frequência f aplicada entre os terminais do enrolamento de N espiras de um reator, cujo valor instantâneo é representado por:

$$u(t) = U_{max} \cdot \text{sen}(2\pi ft) \quad (5)$$

Resulta um fluxo magnético principal alternado através do enrolamento, cujo valor instantâneo é determinado através da Lei de Faraday:

$$u(t) = -N \cdot \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (6)$$

Ao contrário dos bancos de capacitores, quando os reatores são conectados em paralelo, estes absorvem a potência reativa e abaixam a tensão próximo ao ponto de instalação dele (Frontin, 2013).

3 REVISÃO DE LITERATURA

3.1 PROCESSO DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO

Para a seleção do portfólio bibliográfico, foi utilizado o método desenvolvido pelo Laboratório de Metodologias de Multicritério em Apoio à Decisão (LabMCDA) ENSSLIN (2010), através do qual foram selecionados artigos que possuem relevância com o tema de compensação de sobretensões causadas por geração distribuída em sistemas de distribuição.

A primeira etapa deste método consiste em definir dois eixos de pesquisa (EP) e duas palavras-chaves (PCs) para cada eixo de pesquisa. O cruzamento das palavras selecionadas é apresentado na TABELA 2.

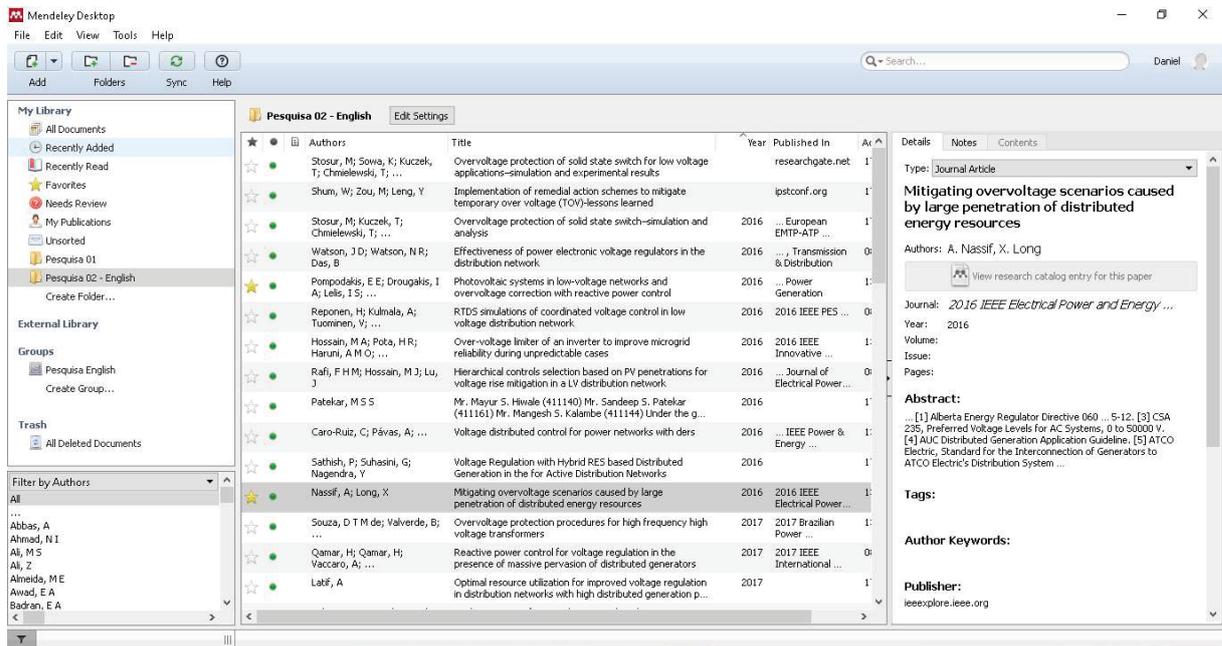
TABELA 2 – MATRIZ RELACIONANDO EPs VS PCs

| | EP1_PC1 | EP1_PC2 |
|---------|---|---|
| EP2_PC1 | Sobretensão AND Soluções para correção de sobretensão | Geração distribuída AND Soluções para correção de sobretensão |
| EP2_PC2 | Sobretensão AND Custos | Geração distribuída AND Custos |

FONTE: O autor (2022).

Usando o aplicativo *Harzing's Publish or Perish 7*, foram pesquisadas as seguintes combinações “sobretensão AND soluções para correção de sobretensão” e “Geração distribuída AND Soluções para correção de sobretensão”. A base de pesquisa selecionada foi a Google Scholar e a pesquisa selecionou 500 resultados para uma consulta entre os anos de 2016 e 2021 para cada combinação, resultando em uma busca inicial de 1000 publicações. Após a seleção do banco de artigos, o *software Mendeley*, conforme apresentado na FIGURA 4, foi utilizado com o objetivo de excluir documentos redundantes e de filtrar os bancos de pesquisa. Inicialmente foram analisados os títulos dos artigos e selecionados 88 que possuíam certo grau de relevância para o desenvolvimento deste trabalho. As filtragens seguintes ocorreram com a leitura e verificação dos resumos, introduções e conclusões dos artigos.

FIGURA 4 – INTERFACE DO SOFTWARE MENDELEY UTILIZADO PARA AUXILIAR NA SELEÇÃO DE DOCUMENTOS



FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

Com o objetivo de selecionar referências internacionais sobre o tema, a mesma pesquisa foi realizada utilizando o aplicativo *Harzing's Publish or Perish 7*, na qual foram pesquisadas as seguintes combinações “*Overvoltage AND Overvoltage Correction Solutions*” e “*Distributed generation AND Overvoltage corrections solutions*”.

3.2 ANÁLISE DA LITERATURA

Devido ao desenvolvimento tecnológico e as políticas de incentivo ao uso da energia solar fotovoltaica no Brasil, estes equipamentos estão cada vez mais presentes no mercado, e têm apresentado um crescimento acentuado nos últimos anos.

Com o objetivo de formar uma base de conhecimento teórico, sobre como mitigar o problema de sobretensão, que a inserção massiva de GD em uma rede de distribuição pode ocasionar, é fundamental conhecer e estudar as pesquisas mais recentes a respeito do tema.

No trabalho desenvolvido por Nassif (2016), no qual são estudados alguns cenários para mitigar a sobretensão causada por uma alta penetração de GD, são

apresentadas algumas soluções para melhorar a qualidade da energia, tais como alterar o fator de potência da GD, o recondutoramento das linhas de distribuição com o objetivo de reduzir as perdas e instalação de modernos reguladores de tensão. Para cada solução existe um custo associado e um grau de complexidade para a implementação, por exemplo, o recondutoramento possuiu um baixo grau de complexidade e um alto custo de implementação. Todas as soluções apresentadas apresentam benefícios e limitações e a sua utilização deve ser estudada para cada caso.

O estudo para a correção de sobretensão controlando a potência reativa dos inversores fotovoltaicos foi desenvolvido por Pompodakis (2016), no qual foram realizadas simulações no período de um ano para três diferentes cenários, envolvendo redes radiais com alta penetração de GD, linhas de diferentes tamanhos e capacidades. Dois cenários consideravam que a potência reativa seria suprida pela rede e o terceiro cenário a potência reativa seria proveniente dos inversores. As simulações apresentaram uma elevação no valor de corrente, entretanto ficaram dentro dos parâmetros permitidos e os valores de perdas também se mantiveram dentro do esperado. A simulação dos três cenários avaliou os impactos que seriam observados para evitar que fosse necessário desligar uma geração durante a hora mais produtiva do dia.

No artigo apresentado por Teshome (2018), no qual foram estudadas algumas soluções para mitigar o problema de sobretensão em sistemas de baixa tensão, devido a inserção massiva de GD. Foram simulados diversos cenários utilizando os softwares Matlab e OpenDSS, entre eles, a utilização de inversores para controlar a potência reativa e a implantação de reatores *Shunt* de baixo custo instalados junto a GD. Nos cenários simulados, o inversor sem nenhum equipamento adicional para controlar o reativo, não conseguiu evitar o problema de sobretensão. Em contrapartida, com a instalação dos reatores, o problema de elevação da tensão devido a inserção da GD foi corrigido. Após as análises dos cenários simulados, Teshome concluiu a efetividade da utilização de reatores para mitigar problemas de sobretensão e também que, adicionalmente, estes equipamentos contribuíram para minimizar os efeitos de variação de tensão causadas pelas nuvens.

Galdino (2021), realizou estudos para avaliar o potencial de utilização de novas tecnologias, como o Regulador de Tensão da Baixa Tensão (RTBT), o Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR) e o *Static Var Generator* (SVG),

bem como a utilização de reatores de baixa tensão para mitigação dos problemas causados pela inserção de GD. O estudo foi desenvolvido e modelado no sistema OpenDss, integrado com *Python* para realizar o controle de tensão. Concluiu que o uso de reator permitiu reduzir a transgressão de tensão na rede, entretanto, o reator afetou de forma negativa, pois devido ao consumo de potência reativa, este eleva o carregamento do sistema e as perdas técnicas, além de piorar o fator de potência. Concluiu que os reatores de BT não podem ser vistos como uma solução generalizada, mas pode ser usado em algumas redes, conforme a necessidade.

3.3 DISCUÇÃO DA LITERATURA

A partir do levantamento de fundamentação teórica realizada, foi possível constatar a existência de um número expressivo de pesquisas sendo realizadas com o objetivo de mitigar os efeitos de sobretensão na rede de distribuição e das formas de melhorar a qualidade da energia elétrica. A utilização do reator para controlar a elevação da tensão, conforme constatou Galdino (2021), é uma opção viável que deve ser estudada a sua utilização em algumas redes, entretanto, deve-se atentar para o fato deste equipamento aumentar o percentual das perdas técnicas além de piorar o fator de potência. Outra solução avaliada que faz parte deste estudo, é a utilização do próprio inversor para corrigir o reativo da rede. Nassif (2016) afirma que todas as soluções apresentam benefícios e limitações e a sua utilização deve ser estudada e avaliada de forma criteriosa.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 MATERIAIS

4.1.1 OpenDSS

O desenvolvimento do *Distribution System Simulator (DSS)* iniciou-se em 1997 na *Electrotek Concepts, Inc.* As principais finalidades do software naquele momento consistiam em dar apoio às análises de redes com a presença de GD, ser uma ferramenta flexível capaz de realizar análises que outras ferramentas não realizavam e ter um desenvolvimento constante com o objetivo de criar soluções para novos desafios relativos aos sistemas de distribuição.

Em 2004, o DSS foi comprado pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*) e, em 2008, o EPRI apresentou sob licença de código livre e aberto o chamado software OpenDSS, a fim de contribuir para o desenvolvimento da área de *Smart Grids*.

O OpenDSS é um software de simulação de sistemas elétricos de distribuição que trabalha no domínio da frequência, ou seja, as tensões e as correntes elétricas estão em Regime Permanente Senoidal (RPS) e, portanto, podem ser representadas por fasores.

Nesse contexto, os algoritmos de soluções do OpenDSS, por exemplo o do fluxo de potência, resolvem equações algébricas que se baseiam na matriz de admitância nodal da rede e nos fasores tanto de tensões nodais como de correntes injetadas (RADATZ, 2022).

As características fundamentais do OpenDSS são listadas a seguir:

- a) Possui licença de código livre e aberto;
- b) Realiza simulações QSTS (*Quasi-Static Time Series*);
- c) Possibilidade de ser controlado por programas externos;
- d) Capacidade de modelar linhas de n fases e transformadores de p fases e q enrolamentos;
- e) Valores por unidade e componentes simétricas não são utilizados no algoritmo de soluções;

- f) Modela equipamentos de controle de forma diferente dos elementos de circuito, no entanto, os elementos de controle são sempre associados aos seus elementos elétricos que são controlados.

A escolha do software OpenDSS para simular os cenários de fluxos de potência, levou em consideração o fato desta ferramenta ter sido desenvolvida para simular fluxos de potência em redes de distribuição com a presença de GD, as características acima listadas e o fato do sistema apresentar previamente a modelagem de diversas redes de distribuição de teste do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE).

Para a apresentação dos resultados obtidos através das simulações no software OpenDSS, será utilizado os aplicativos do pacote Microsoft Office.

Para realizar as simulações envolvendo os problemas de sobretensão, foi escolhido a rede IEEE 13 barras, a qual apresenta uma série de características que permitem avaliar vários cenários, além de ser uma rede padrão de testes muito difundida no cenário acadêmico.

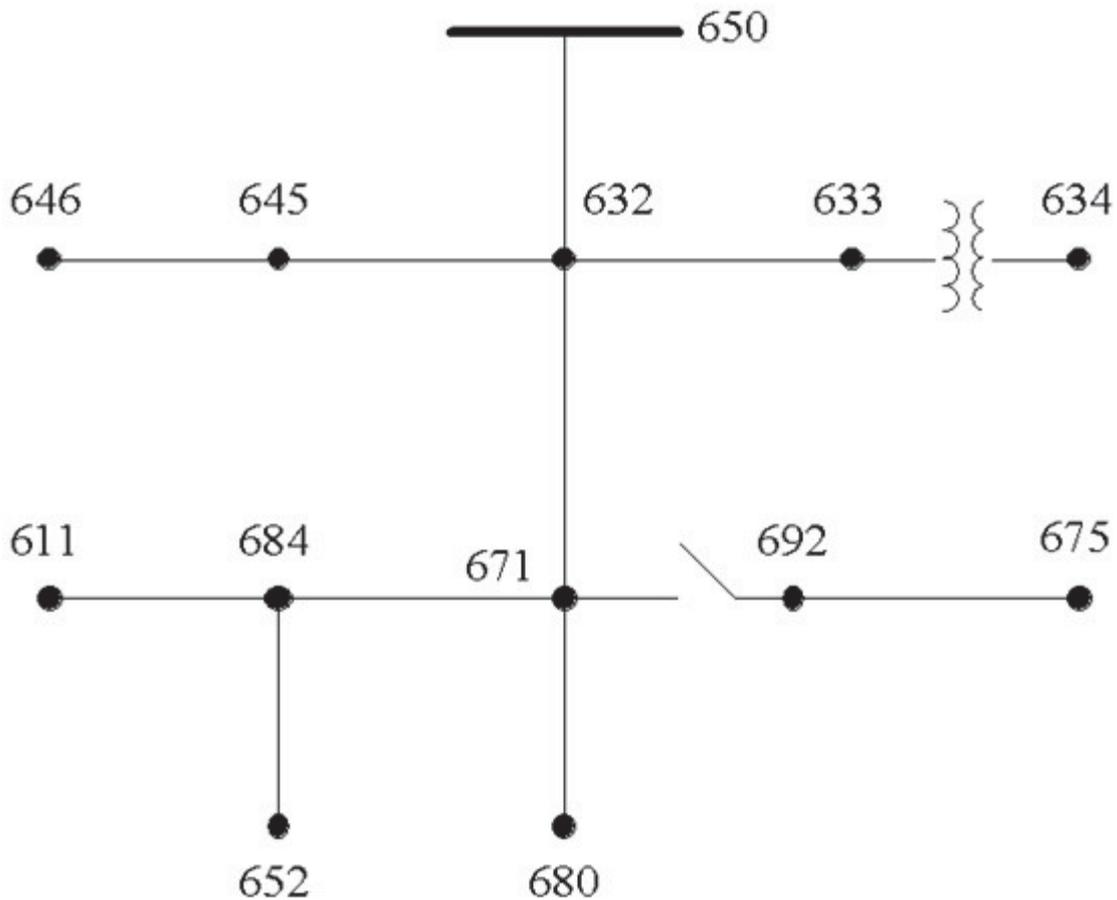
4.1.2 Rede ajustada IEEE 13 barras

A rede teste IEEE 13 barras é um sistema de distribuição de pequeno porte projetado com redes radiais trifásicas e desequilibradas. Possui configurações diversificadas que permitem as mais variadas análises em um sistema de distribuição e seus componentes. Este circuito opera em uma tensão de 4,16 kV e é composto por trechos de linhas trifásicas aéreas e subterrâneas desbalanceadas, ramais bifásicos e monofásicos, dois bancos de capacitores shunts, dois transformadores de distribuição e cargas desequilibradas (IEEE, 2021). O regulador de tensão trifásico na entrada da subestação foi retirado deste modelo, com o objetivo de avaliar o impacto da inclusão do reator para realizar a função de controle da tensão.

O sistema teste IEEE 13 barras adaptado possui dois transformadores trifásicos, um na subestação com potência de 5000 kVA e um em fim de rede entre os barramentos 633 e 634 com potência de 500 kVA. Possui dois bancos de capacitores, alocados em final de rede, um trifásico de 200 kvar conectado na barra 675 e um monofásico de 100 kvar conectado na barra 611, totalizando 300 kvar.

Na especificação desta rede de teste, existem cargas concentradas desbalanceadas trifásicas, bifásicas e monofásicas, e, conta com cargas de diferentes modelos e conexões. Todas as cargas estão com fator de potência de 0,92. As informações detalhadas desta rede estão disponíveis no site da EPRI. A FIGURA 5 apresenta o diagrama unifilar dessa rede.

FIGURA 5 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS



FONTE: IEEE adaptado, 2022.

4.2 MÉTODOS

A partir da simulação de cenários distintos na rede de testes IEEE 13 barras, serão obtidos os dados para a análise dos impactos de inserção de GD na rede de distribuição e da inclusão de um reator para mitigar os efeitos de sobretensão. Para as simulações os seguintes cenários serão simulados:

- a) Cenário 1: Simulação do sistema, para definir o estado inicial da rede;
- b) Cenário 2: Simulação do sistema com inserção de 1 MW de GD na barra 680 e de 2 MW de GD na barra 670, mantendo as demais características do cenário 1;
- c) Cenário 3: Simulação do sistema com inserção de 1 MW de GD na barra 680, de 2 MW de GD na barra 670 e a inclusão de um reator de 90 kvar;
- d) Cenário 4: Simulação do sistema com inserção de GD em diversas barras do sistema de distribuição;
- e) Cenário 5: Inserção de um reator no cenário 4, para avaliar o impacto na correção de problemas inseridos pela GD no sistema de distribuição;
- f) Cenário 6: Simulação do controle de reativo, alterando o fator de potência do inversor para 0,92.

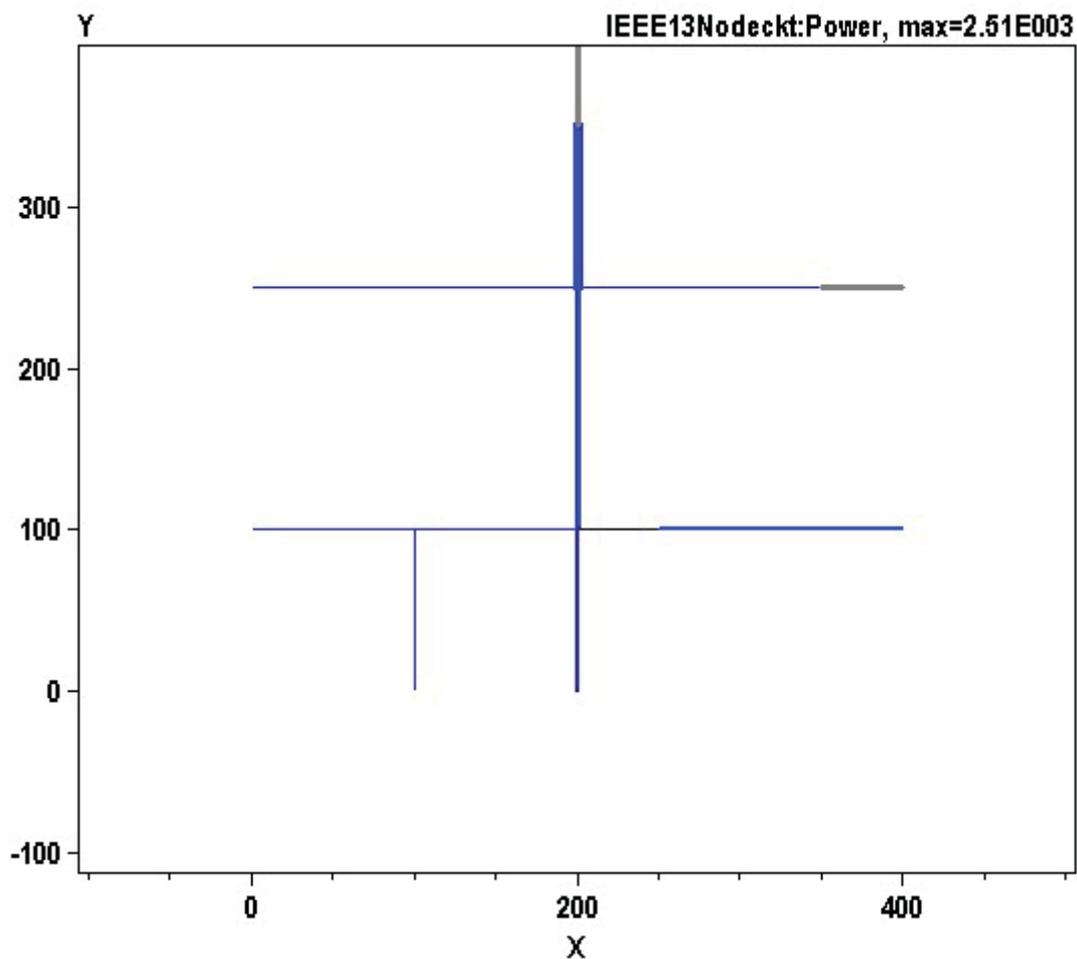
De posse dos valores de simulação dos diversos cenários, serão discutidos os impactos da inserção de um reator no sistema de distribuição de 13 barras adaptado do IEEE.

5 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

5.1 SIMULAÇÃO DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 1

No cenário 1, foi realizada a simulação do sistema sem inserção de GD, apenas com as cargas, para definir o estado da rede. Na FIGURA 6, pode-se observar a simulação do fluxo de potência para o cenário 1, na qual as barras que apresentam uma espessura maior da linha, representam a maior potência no circuito. De forma análoga, as linhas mais finas estão representando trechos do circuito com menor potência.

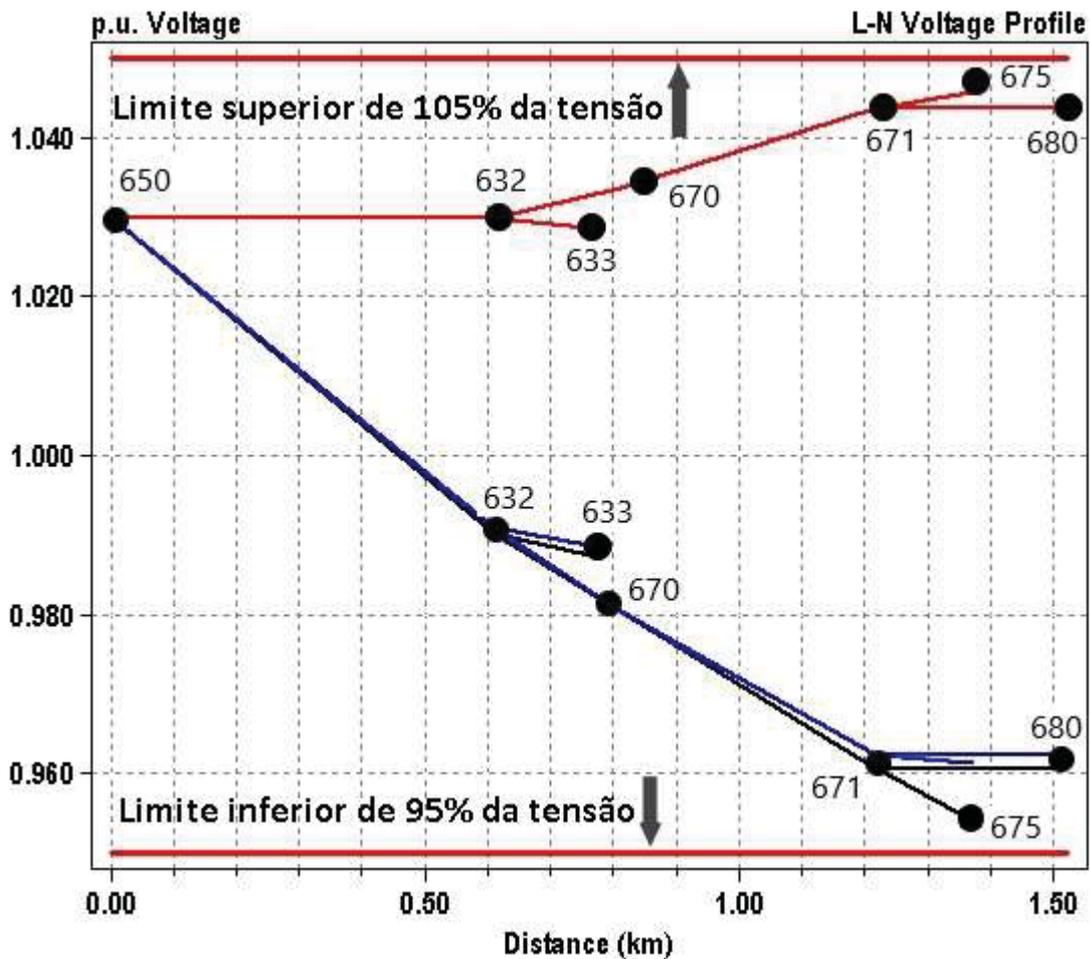
FIGURA 6 – FLUXO DE POTÊNCIA NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 1.



FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

A FIGURA 7 apresenta o gráfico de tensão por distância para o cenário 1, no qual pode-se avaliar o comportamento das tensões para a configuração inicial do modelo em questão. Observa-se que existe um desbalanço de tensão entre as fases e que não existe extrapolação dos limites de sobre e subtensão.

FIGURA 7 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 1.



FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

No gráfico de tensão fase-neutro do OpenDSS, apresentado na FIGURA 7, é possível visualizar um gráfico de tensão em pu em função da distância para todas as linhas de distribuição do modelo adaptado IEEE 13 barras. Neste gráfico, é possível visualizar o limite inferior de 95% e superior de 105% para os níveis de tensão de operação em regime permanente, conforme definido no PRODIST. O eixo X deste gráfico representa a distância de cada fase em função da barra 650, que é a referência, e o eixo Y representa os valores de tensão em pu. As linhas em preto, azul

e vermelho representam as três fases e segmentos de barra. Os círculos em preto representam algumas barras do modelo IEEE 13 barras.

A TABELA 3 apresenta o resultado da simulação deste cenário, dos valores de tensão expressos em pu, potência ativa, potência reativa e perdas expressas em MW e em valor percentual.

TABELA 3 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 1

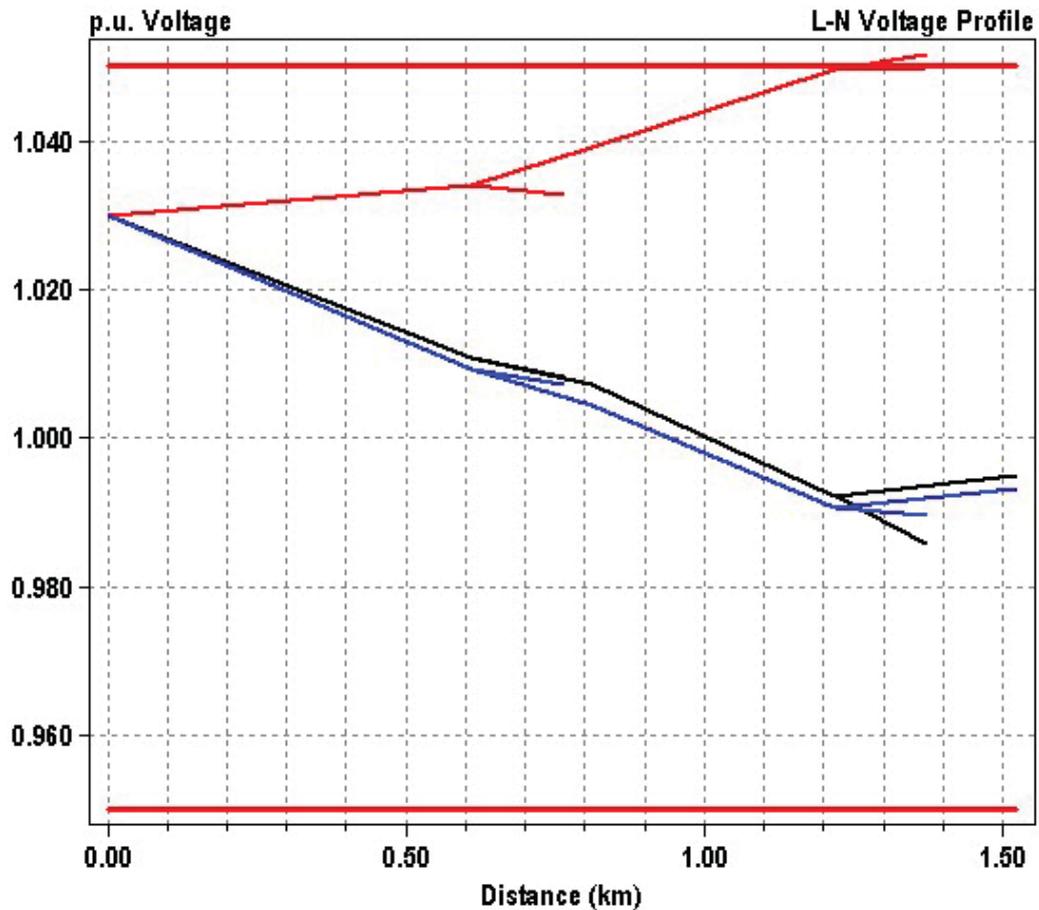
| V_{\max} [pu] | V_{\min} [pu] | P_{Ativa} [MW] | P_{Reativa} [Mvar] | Perdas [MW] | Perdas [%] |
|-----------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|-------------|------------|
| 1,0458 | 0,95398 | 3,54672 | 1,0923 | 0,102599 | 2,893 % |

FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

5.2 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 2

A FIGURA 8 apresenta o resultado da simulação do cenário 2, na qual foi realizada a inserção de 1 MW de GD na barra 680, que é uma barra de final de linha que não possui carga, e de 2 MW de GD na barra 670 que representa a carga distribuída, mantendo as demais características do cenário 1. Observa-se que ocorreu a extrapolação do limite superior de tensão.

FIGURA 8 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 2.



FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

A TABELA 4 apresenta o resultado da simulação do cenário 2, onde percebe-se a ocorrência de sobretensão devido a ultrapassagem do limite definido em norma. Adicionalmente é possível constatar a diminuição da potência ativa fornecida pela subestação devido a inserção de GD e também a piora nos valores de perdas.

TABELA 4 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 2

| V_{\max} [pu] | V_{\min} [pu] | P_{Ativa} [MW] | P_{Reativa} [Mvar] | Perdas [MW] | Perdas [%] |
|-----------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|-------------|------------|
| 1,0516 | 0,98538 | 0,49962 | 0,84170 | 0,0322307 | 6,451 % |

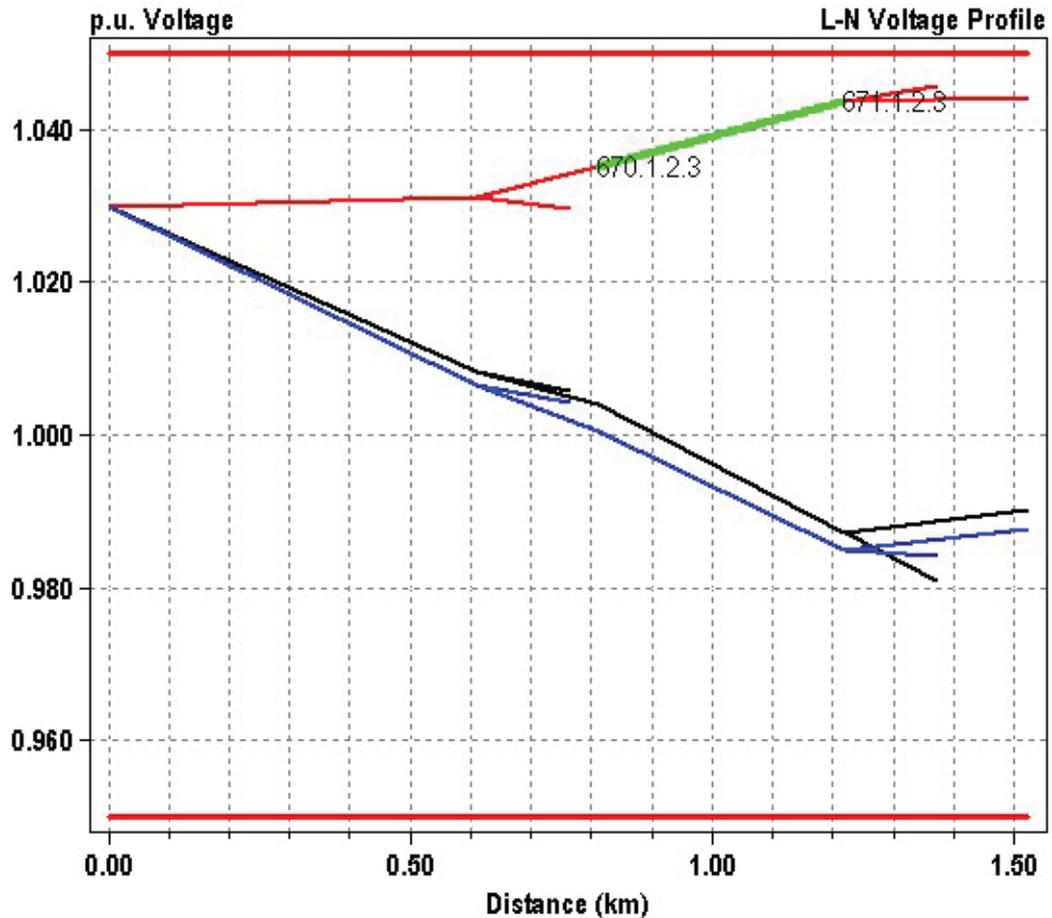
FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

5.3 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 3

Com o objetivo de corrigir o problema de sobretensão causada pela inserção de GD conforme constatado no cenário 2, foi realizada a simulação do sistema com a

inserção de um reator *shunt* de 200 kvar conectado na barra 671, por apresentar uma elevada sobretensão. Conforme pode-se constatar na FIGURA 9, o problema de sobretensão foi solucionado com a inserção do reator;

FIGURA 9 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 3.



FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

A TABELA 5 apresenta o resultado da simulação do cenário 3, onde percebe-se que a ocorrência de sobretensão se encontra dentro do esperado, com valor de 1,0487 pu.

TABELA 5 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 3

| V_{\max} [pu] | V_{\min} [pu] | P_{Ativa} [MW] | P_{Reativa} [Mvar] | Perdas [MW] | Perdas [%] |
|-----------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|-------------|------------|
| 1,0457 | 0,98059 | 0,49725 | 1,05655 | 0,0346828 | 6,975 % |

FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

5.4 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 4

Neste cenário foi simulado a inserção de GD em diversas barras do sistema, na proporção de 70% da carga instalada em cada barra. A TABELA 6 apresenta as características de conexão e potência destas barras, bem como o valor de GD que foi atribuída a cada uma delas.

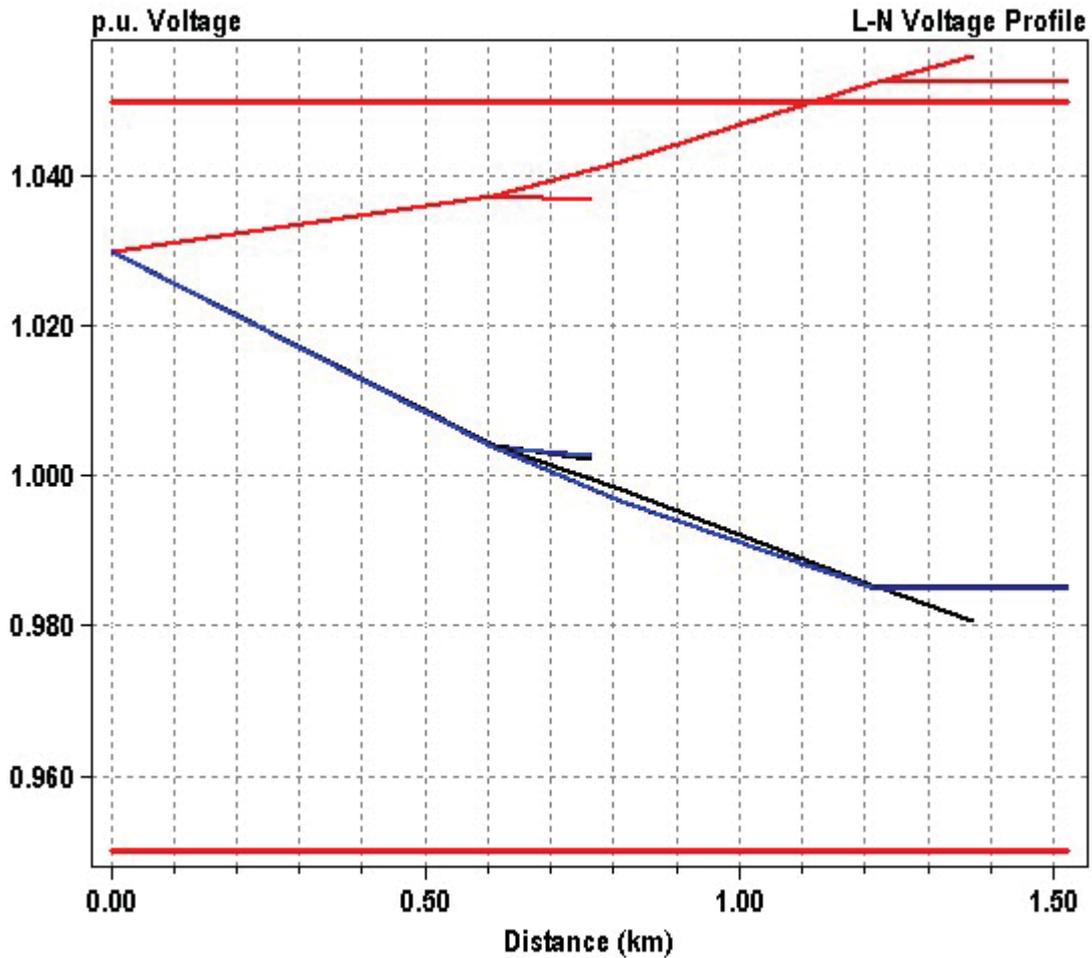
TABELA 6 – CARACTERÍSTICAS E DISTRIBUIÇÃO DAS CARGAS CONCENTRADAS E GD

| Barra | Conexão | Fase A | | Fase B | | Fase C | | GD MW |
|-------|---------|--------|------|--------|------|--------|------|----------|
| | | kW | kVAr | kW | kVAr | kW | kVAr | |
| 634 | Y-PQ | 160 | 110 | 120 | 90 | 120 | 90 | 280 |
| 645 | Y-PQ | 0 | 0 | 170 | 125 | 0 | 0 | 84 |
| 646 | D-Z | 0 | 0 | 230 | 132 | 0 | 0 | 161 |
| 652 | Y-Z | 128 | 86 | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| 671 | D-PQ | 385 | 220 | 385 | 220 | 385 | 220 | 808 |
| 675 | Y-PQ | 485 | 190 | 68 | 60 | 290 | 212 | 590 |
| 692 | D-I | 0 | 0 | 0 | 0 | 170 | 151 | 119 |
| 611 | Y-I | 0 | 0 | 0 | 0 | 170 | 80 | - |
| 670 | - | - | - | - | - | - | - | 140 |
| TOTAL | | 1158 | 606 | 973 | 627 | 1135 | 753 | 2182 |

FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

O resultado desta simulação está apresentado na FIGURA 10, onde se observa a ocorrência de sobretensão em uma das fases deste circuito. A TABELA 7 apresenta os valores obtidos para esta nova condição e conforme pode-se observar, o valor de tensão máxima é de 1,0561 pu.

FIGURA 10 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 4



FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

TABELA 7 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 4

| V_{\max} [pu] | V_{\min} [pu] | P_{Ativa} [MW] | P_{Reativa} [Mvar] | Perdas [MW] | Perdas [%] |
|-----------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|-------------|------------|
| 1,0561 | 0,97858 | 1,31105 | 0,84285 | 0,0277446 | 2,116 % |

FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

5.5 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 5

Neste cenário foi simulado a entrada de três reatores no sistema, com o objetivo de realizar um ajuste mais preciso para a correção da sobretensão no circuito de distribuição. A TABELA 8 apresenta o resultado destas simulações, considerando três valores distintos do reator inserido no sistema para auxiliar na correção do problema inserido pela GD. A FIGURA 11 apresenta o resultado final do gráfico de

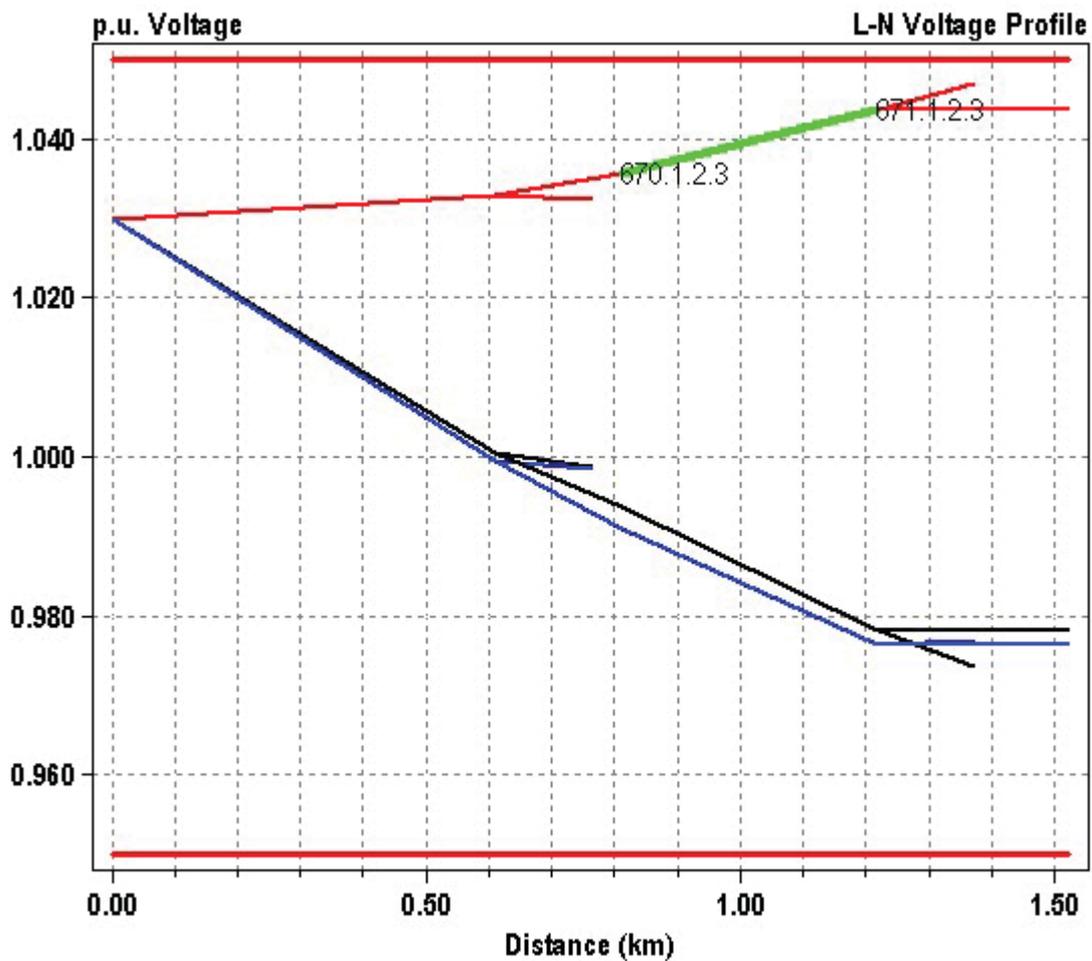
tensão x distância, após a correção da sobretensão, que somente ocorreu com a inserção de um reator de 300 kvar. Nas duas simulações anteriores, o reator inserido não foi suficiente para mitigar o problema de sobretensão.

TABELA 8 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 5

| P_{Reator} | V_{max} [pu] | V_{min} [pu] | P_{Ativa} [MW] | P_{Reativa} [Mvar] | Perdas [MW] | Perdas [%] |
|---------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------|------------|
| 100 kvar | 1,0531 | 0,97624 | 1,30949 | 0,94956 | 0,0288056 | 2,2 % |
| 200 kvar | 1,0501 | 0,9739 | 1,30812 | 1,05571 | 0,0300395 | 2,296 % |
| 300 kvar | 1,0471 | 0,97157 | 1,3072 | 1,16143 | 0,0314395 | 2,405 % |

FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

FIGURA 11 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 5

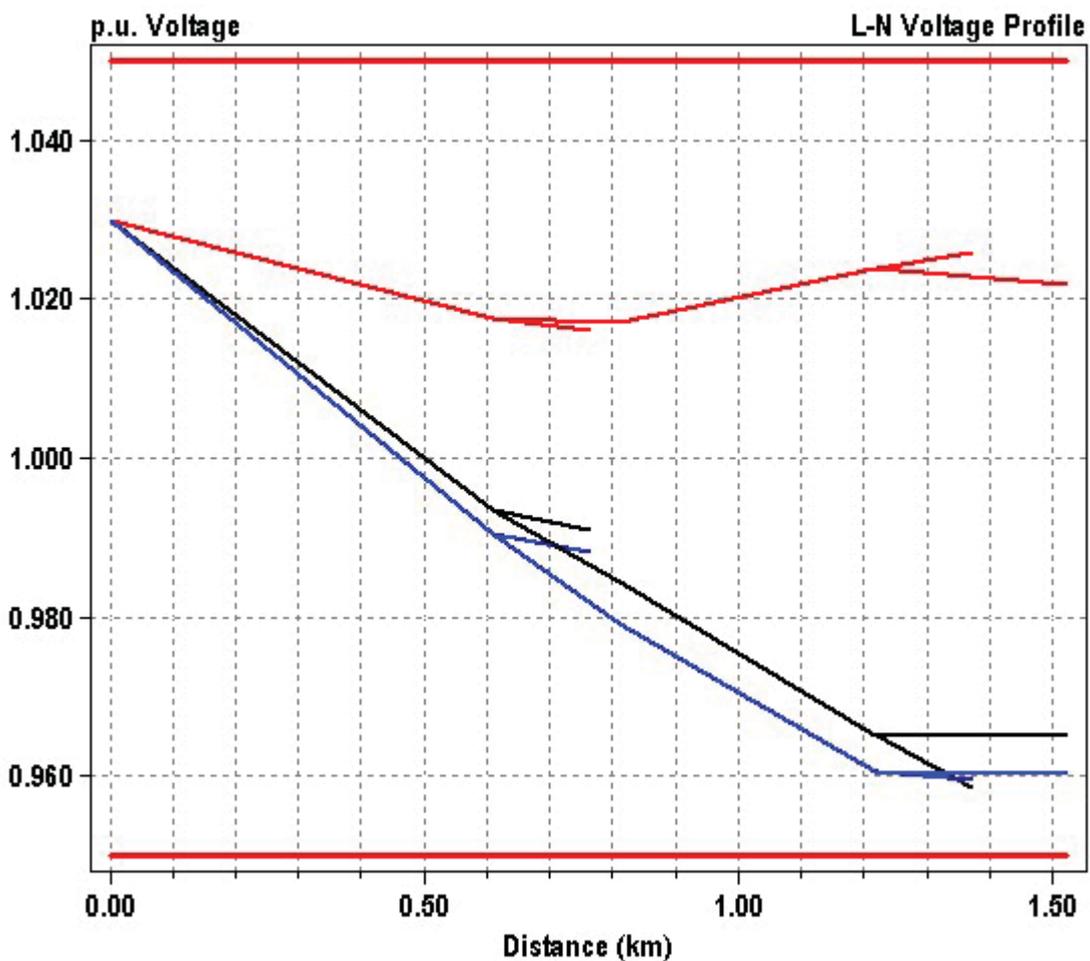


FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

5.6 SIMULAÇÃO DO SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS – CENÁRIO 6

Para manter o nível de tensão da rede é necessário controlar a geração e absorção de potência reativa do sistema elétrico. O objetivo do cenário 6, é avaliar o controle de tensão através dos inversores, ajustando o fator de potência para 0,92. A FIGURA 12 apresenta o resultado desta simulação, na qual pode-se constatar que ocorreu uma melhora substancial no valor de tensão máxima, chegando ao valor de 1,0299 pu.

FIGURA 12 – GRÁFICO DA TENSÃO FASE-TERRA PELA DISTÂNCIA – CENÁRIO 6.



FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

A Tabela 9 apresenta o resultado da simulação do cenário 6, onde percebe-se a correção do problema de sobretensão e o valor de potência reativa fornecido ao sistema de distribuição. Ocorreu uma elevação nos valores de perdas técnicas, conforme afirmação de Galdino (2021). Pode-se constatar desta forma uma aderência dos resultados simulados com a literatura pesquisada.

TABELA 9 – RESULTADO DA SIMULAÇÃO - CENÁRIO 6

| V_{\max} [pu] | V_{\min} [pu] | P_{Ativa} [MW] | P_{Reativa} [Mvar] | Perdas [MW] | Perdas [%] |
|-----------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|-------------|------------|
| 1,0299 | 0,95666 | 0,49699 | 2,21737 | 0,0554307 | 11,15 % |

FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

5.7 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS

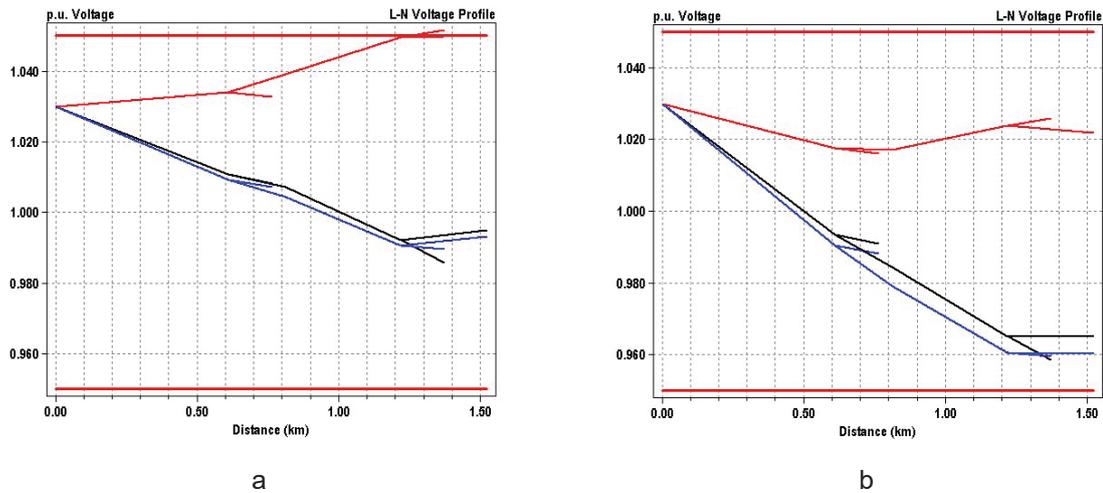
Através das simulações realizadas, foi possível constatar os impactos que a GD pode trazer a um sistema de distribuição com relação a elevação de tensão, bem como avaliar os efeitos da inserção de um reator em paralelo no sistema para mitigar os efeitos de sobretensão.

Após a inserção de GD, conforme cenário 2, foi possível constatar a elevação do valor máximo de tensão de 1,0458 pu para 1,0516 pu, bem como um aumento nas perdas de potência ativa, a qual está relacionada com a distância em que a GD foi instalada. Após a instalação de um reator no sistema, foi possível constatar que ocorreu uma melhora no perfil de tensão, confirmando desta forma a capacidade de minimizar os efeitos de sobretensão.

Resultado semelhante foi observado para os cenários 4 e 5, na qual a GD foi inserida em diversas barras do sistema totalizando 2.182 MW de potência instalada. Com a utilização de um reator de 300 kvar foi possível trazer a tensão para 1,0471 pu.

Na FIGURA 13 é possível comparar o efeito de sobretensão que a GD insere no sistema, conforme a figura “a” e o resultado que o controle no fator de potência do inversor produziu na rede, conforme a figura “b”.

FIGURA 13 – COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS 2 E 6



FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

A comparação dos valores de potência e tensão pode ser realizada na TABELA 10, na qual se constata que com o aumento de potência reativa fornecida pelo inversor, é possível resolver o problema de sobretensão. Entretanto, uma diminuição de potência ativa irá ocorrer, sendo este um problema que nenhum proprietário de uma instalação de GD aceitaria sem uma contrapartida da distribuidora.

TABELA 10 – COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS 2 E 6

| | Vmax [pu] | Vmin [pu] | PAtiva [MW] | PReativa [Mvar] | Perdas [MW] | Perdas [%] |
|-----------|-----------|-----------|-------------|-----------------|-------------|------------|
| FP = 1 | 1,0516 | 0,98538 | 0,49962 | 0,84170 | 0,0322307 | 6,451 % |
| FP = 0,92 | 1,0299 | 0,95666 | 0,49699 | 2,21737 | 0,0554307 | 11,15 % |

FONTE: Elaborado pelo autor, 2022.

Este modo de operação carece de maior incentivo e regulamentação por parte do governo, de forma a tornar atrativa para o produtor de energia operar de modo a contribuir para o controle de tensão da rede de distribuição e conseqüentemente para a qualidade da energia fornecida.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho foi realizar uma análise técnica da utilização de reatores e inversores para mitigar os efeitos de sobretensão que a GD pode inserir no sistema adaptado IEEE 13 barras em estudo.

Através de simulações utilizando o *software* de simulação OpenDSS, foi possível avaliar o comportamento do sistema sob os diversos cenários propostos, identificando o problema de sobretensão em estudo e as formas de correção deste problema.

Foi possível constatar a eficácia da entrada de um reator *shunt* na rede de distribuição, o qual além de conseguir corrigir o problema de sobretensão, irá contribuir para reforçar a rede, minimizando as perdas que existem entre a fonte geradora e a fonte consumidora e aumentando a qualidade da energia elétrica. Estes benefícios podem compensar o custo adicional que a implantação destes equipamentos trará para a distribuidora.

Com relação ao controle de reativos sendo realizado pelo inversor fotovoltaico, foi constatada a eficiência deste modo de operação e verificado que ocorre a redução do valor de potência ativa fornecida pelo inversor. Atualmente não existe nenhum mecanismo regulatório que incentive o proprietário de GD a operar a sua instalação com o objetivo de contribuir para uma melhora da qualidade da energia, entretanto este é um tema que ganhará força à medida que a GD aumente a sua participação na matriz energética do Brasil.

Apesar do fato das simulações serem realizadas todas de forma estática, os resultados comprovaram que a inserção de GD em um sistema pode ocasionar problemas como a elevação de tensão, bem como foi possível constatar a correção deste utilizando um reator ou as opções que os modernos inversores possuem para realizar o controle de reativo.

6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Propõe-se como trabalhos futuros a ampliação da proposta deste trabalho a um sistema de maior porte e, cuja análise aborde uma avaliação temporal com curvas de carga de períodos diferentes, como diário ou mensal, onde seria possível analisar como a variação de irradiação solar nas GDs afetam a geração e o fenômeno de sobretensão ao longo do tempo.

Uma análise econômica comparando as soluções abordadas neste trabalho, poderia subsidiar a tomada de decisão por uma das tecnologias apresentadas.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 28/06/2021.

ANEEL. **Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída - 2 edição**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 25/02/2022.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482/2012**, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>

CANAL ENERGIA. **Brasil atinge 9 GW de potência instalada em sistemas de geração própria de energia**. Curitiba, 2022. Disponível em: <<https://www.abgd.com.br/portal/blog-pg/152/brasil-atinge-9-gw-de-potencia-instalada-em-sistemas-de-geracao-propria-de-energia>>. Acesso em: 25 fev. 2022.

ELSEVIER. (2020) **Mendeley**. Disponível em: <<https://mendeley.com>>. Acesso em: 25 jun. 2021.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Balço Energético Nacional 2021**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Acesso em: 26/02/2022.

EPRI. **OpenDSS**. Disponível em: <<https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>>.

ENSSLIN, L., ENSSLIN, S. R., LACERDA, R. T. O. & TASCA, J. E. **Processo de Seleção de Portfólio Bibliográfico**. Processo técnico com patente de registro pendente junto ao INPI. Brasil 2010.

FRONTIN, S. O. **Equipamentos de alta tensão**. tensão - prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas. Brasília: Teixeira, 2013.

FUCHS, R. D. **Transmissão de energia elétrica**. LTC. Rio de Janeiro: Itajubá, 1977.

GADELHA, T. Y. F. **Impacto dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica sobre a tensão em regime permanente das redes de distribuição**. Ilha Solteira: unesp, 2019.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 5.ed. São Paulo: Atlas, 1999.

HARZING, A.W. (2007) **Publish or Perish**. Disponível em: <<https://harzing.com/resources/publish-or-perish>>. Acesso em: 25 jun. 2021.

IEEE. IEEE PES Test Feeder. 2022. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>

LIMA, P. R. G. **Detecção de fluxo de potência reverso em sistemas de distribuição de energia elétrica: um estudo de caso em um sistema teste do IEEE e um sistema real da cidade de formiga – minas gerais**. Formiga: IFMG, 2021.

NASSIF, A., & Long, X. (2016). **Mitigating overvoltage scenarios caused by large penetration of distributed energy resources**. 2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC).

NUNES, E. A. F. **Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos**. Rio Grande do Norte: UFRN, 2017.

PADILHA, L. N. **Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos**. São Carlos: EESC, 2010.

POMPODAKIS, E. E., Lelis, I. S., Drougakis, I. A., & Alexiadis, M. C. (2016). **Photovoltaic systems in low-voltage networks and overvoltage correction with reactive power control**. IET Renewable Power Generation.

RADATZ, P. (2022) **Paulo Radatz**. Disponível em: <<https://www.pauloradatz.me/openss>>. Acesso em: 03 março 2022.

Teshome, D. F., Xu, W., Bagheri, P., Nassif, A. B., & Zhou, Y. (2018). **A Reactive Power Control Scheme for DER-caused Voltage Rise Mitigation in Secondary Systems**. IEEE Transactions on Sustainable Energy

APÊNDICE 1 – CÓDIGO FONTE SIMULADO

Clear

new circuit.IEEE13Nodeckt

~ basekv=115 pu=1.03 phases=3 bus1=SourceBus

~ Angle=30

! advance angle 30 deg so result agree with published angle

~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000 ! stiffen the source to approximate inf source

!SUB TRANSFORMER DEFINITION

! Although this data was given, it does not appear to be used in the test case results

! The published test case starts at 1.0 per unit at Bus 650. To make this happen, we will change the impedance

! on the transformer to something tiny by dividing by 1000 using the DSS in-line RPN math

New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)

~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XHT=4

~ wdg=2 bus=650 conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XLT=4

!TRANSFORMER DEFINITION

New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 XHL=2

~ wdg=1 bus=633 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=.55 XHT=1

~ wdg=2 bus=634 conn=Wye kv=0.480 kva=500 %r=.55 XLT=1

!LINE CODES

redirect IEEELineCodes.dss

// these are local matrix line codes

New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414)

~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348)

~ units=mi

New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436)

~ xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112)

~ units=mi

New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294)

~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471)

~ units=mi

New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294)

~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471)

~ units=mi

New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3292)

~ xmatrix = (1.3475)

~ units=mi

New Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi

~ Rmatrix=[0.791721 |0.318476 0.781649 |0.28345 0.318476 0.791721]

~ Xmatrix=[0.438352 |0.0276838 0.396697 |-0.0184204 0.0276838 0.438352]

~ Cmatrix=[383.948 |0 383.948 |0 0 383.948]

New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3425)

~ xmatrix = (0.5124)

~ cmatrix = [236]

~ units=mi

!LOAD DEFINITIONS

New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW=1155 pf= 0.92 !kvar=66.0
 New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=160 pf= 0.92 !kvar=110
 New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120 pf= 0.92 ! kvar=90
 New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120 pf= 0.92 ! kvar=90
 New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=170 pf= 0.92 ! kvar=125
 New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16 kW=230 pf= 0.92 ! kvar=132
 New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16 kW=170 pf= 0.92 ! kvar=151
 New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=485 pf= 0.92 ! kvar=190
 New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=68 pf= 0.92 ! kvar=60
 New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=290 pf= 0.92 ! kvar=212
 New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=170 pf= 0.92 ! kvar=80
 New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=128 pf= 0.92 ! kvar=86
 New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=17 pf= 0.92 ! kvar=10
 New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=66 pf= 0.92 ! kvar=38
 New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=117 pf= 0.92 ! kvar=68

!CAPACITOR DEFINITIONS

New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16
 New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4

!Bus 670 is the concentrated point load of the distributed load on line 632 to 671 located at 1/3 the distance from node 632

!LINE DEFINITIONS

!SAUSS: LD NECESSÁRIA PARA LIGAR AS BARRAS 650 A 632, QUANDO COMENTO O REGULADOR

New Line.650632 Phases=3 Bus1=650.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft

!New Line.650632 Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft

New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=667 units=ft

New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=1333 units=ft

New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft

New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=mtx602 Length=500 units=ft

New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2 LineCode=mtx603 Length=500 units=ft

New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2 LineCode=mtx603 Length=300 units=ft

New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=mtx606 Length=500 units=ft

New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3 LineCode=mtx604 Length=300 units=ft

New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3 LineCode=mtx605 Length=300 units=ft

New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1 Bus2=652.1 LineCode=mtx607 Length=800 units=ft

!SWITCH DEFINITIONS

New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 Switch=y r1=1e-4 r0=1e-4 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000

!#####SIMULAÇÃO#####

New Energymeter.meter1 element=line.650632 terminal=1

```
!Definição da GD com FP=0.92
New generator.GD phases=3 bus1=680.1.2.3 kv=4.16 pf=-0.98 kw=1000
New generator.GD1 phases=3 bus1=670.1.2.3 kv=4.16 pf=-0.98 kw=2000
```

```
!Definição da GD com FP=1
!New generator.GD phases=3 bus1=680.1.2.3 kv=4.16 pf=1 kw=1000
!New generator.GD1 phases=3 bus1=670.1.2.3 kv=4.16 pf=1 kw=2000
```

```
/*
New Generator.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 kV=4.16 kW=808 PF=1 // Bus 671
New Generator.675 Bus1=675.1.2.3 Phases=3 kV=4.16 kW=590 PF=1 // Bus 675
New Generator.634 Bus1=634.1.2.3 Phases=3 kV=0.48 kW=280 PF=1 // Bus 634
New Generator.670 Bus1=670.1.2.3 Phases=3 kV=4.16 kW=140 PF=1 // Bus 670
New Generator.646 Bus1=646.2.3 Phases=2 kV=4.16 kW=161 PF=1 // Bus 646
New Generator.692 Bus1=692.1.2.3 Phases=3 kV=4.16 kW=119 PF=1 // Bus 692
New Generator.645 Bus1=645.2.3 Phases=2 kV=4.16 kW=84 PF=1 // Bus 645
*/
```

```
!Definição do reator
!New reactor.REA1 phases=3 bus1=671.1.2.3 kv=4.16 Parallel=y kvar=100
!New reactor.REA1 phases=3 bus1=671.1.2.3 kv=4.16 Parallel=y kvar=200
!New reactor.REA1 phases=3 bus1=671.1.2.3 kv=4.16 Parallel=y kvar=300
!New reactor.REA1 phases=3 bus1=671.1.2.3 kv=4.16 Parallel=y kvar=400
!New reactor.REA1 phases=3 bus1=671.1.2.3 kv=4.16 Parallel=y kvar=500
```

```
!#####SIMULAÇÃO SAUSS#####
```

```
Set Voltagebases=[115, 4.16, .48]
calcv
Solve
BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv
```

```
!-----
!-----Show some Results -----
!-----
```

```
plot profile
!plot circuit
```