

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CAROLINE MARIM DE LIMA

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

VITÓRIA

2021

CAROLINE MARIM DE LIMA

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.  
Orientador: Prof. Dr. Oureste Elias Batista

VITÓRIA

2021

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

L732a Lima, Caroline Marim de, 1994-  
Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Distribuição com Alta Penetração de Geração Distribuída / Caroline Marim de Lima. - 2021.  
76 f. : il.

Orientador: Oureste Elias Batista.  
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -  
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Energia elétrica - Sistemas de estabilidade. 2. Geração de energia elétrica distribuída. I. Elias Batista, Oureste. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

---

**CAROLINE MARIM DE LIMA**

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS  
DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 08 de outubro de 2021.

**BANCA EXAMINADORA**



---

**Prof. Dr. Oureste Elias Batista – Orientador**

**Universidade Federal do Espírito Santo – UFES**



---

**Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina**

**Universidade Federal do Espírito Santo – UFES**



---

**Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo – Examinador Externo**

**Universidade Federal Rural de Pernambuco - UFRPE**

À minha avó, meu maior exemplo de determinação e força de vontade.

## **AGRADECIMENTOS**

Inicialmente, agradeço à Deus por me dar suporte em mais uma jornada e permitir que esse sonho fosse alcançado.

Agradeço à minha família e amigos, pelo apoio e compreensão nos momentos de ausência. Em especial à Vinicius, que não mediu esforços para me fazer acreditar no meu potencial.

Agradeço aos meus amigos e parceiros de mestrado, que me apoiaram e guiaram sempre que a dificuldade surgia. Em especial, a Mariana Altoé Mendes que foi imprescindível para a conclusão dessa pesquisa.

Por fim, agradeço ao meu professor orientador Oureste Elias Batista pela paciência e incentivo durante a elaboração desse trabalho.

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

## RESUMO

A crescente utilização da geração distribuída (GD), principalmente a fotovoltaica, como forma de suprir a demanda mundial por energia elétrica trouxe desafios no planejamento e na manutenção dos sistemas elétricos de distribuição. A possibilidade de alocação em diferentes pontos da rede, assim como a variabilidade da capacidade de geração trazem diversos impactos, inclusive nos níveis de estabilidade de tensão. Nesse trabalho, será feita uma análise da estabilidade de tensão utilizando os alimentadores padrão IEEE A13N e A34N equilibrados e com inserção de GD fotovoltaica em diversos níveis de penetração. Foram analisados alguns aspectos técnicos, como a capacidade de geração e a localização da geração distribuída utilizando o índice de estabilidade de tensão denominado  $V/V_0$ . Esse método é de simples cálculo, mas é capaz de identificar os barramentos mais instáveis dos alimentadores analisados enquanto os níveis de penetração da geração distribuída eram aumentados. Com isso, foi possível elaborar um ranking dos barramentos, do mais ao menos estável, à medida que os alimentadores eram modificados com a inserção da GD. Também foi possível identificar, por meio do mesmo índice, se a localização da GD era capaz de influenciar os níveis de estabilidade de tensão. Para corroborar a utilização do índice  $V/V_0$  foram geradas curvas PV para o alimentador A13N, a fim de comparar os resultados obtidos com ambas as análises. Constatou-se que, no geral, há uma melhora da margem de estabilidade de tensão com a inserção de GD no sistema, porém, em alguns casos a elevada penetração acarretou em instabilidade de tensão e/ou sobretensões no sistema elétrico. A localização do gerador pode influenciar consideravelmente nos níveis de estabilidade de tensão dos alimentadores. A conexão da GD nas barras originalmente mais instáveis acarreta em benefícios maiores para o sistema, quando comparado a conexão em barras mais estáveis. Além disso, quando conectada em algumas barras, a GD pode trazer instabilidade de tensão para todo o alimentador.

**Palavras-chave:** Sistemas fotovoltaicos. Geração distribuída. Modelagem do sistema elétrico de potência. Redes de distribuição de energia elétrica. Estabilidade de tensão.

## ABSTRACT

The growing use of distributed generation (DG), especially photovoltaic, as a way to supply the world demand for electricity has brought challenges in the planning and maintenance of electrical distribution systems. The possibility of allocation at different points in the network and the variability of the generation capacity brings several impacts, including the levels of voltage stability. In this work, an analysis of the voltage stability will be done using the balanced IEEE A13N and A34N feeders with the insertion of distributed photovoltaic generation at different penetration levels. Some technical aspects were analyzed, such as the generation capacity and the location of the distributed generation using the voltage stability index called  $V/V_0$ . This method is simple to calculate, but it is able to identify the most unstable bus of the analyzed feeders while the penetration levels of the distributed generation were increased. With this, it was possible to draw up a ranking of the buses, from the most stable to the least unstable, as the feeders were modified with the insertion of the DG. It was also possible to identify, through the same index, if the location of the distributed generation was able to influence the voltage stability levels. To corroborate the use of the  $V/V_0$  index, PV curves were generated for the A13N feeder, in order to compare the results obtained with both analyses. It was found that, in general, there is an improvement in the voltage stability margin with the insertion of distributed generation in the system, however, in some cases the high penetration resulted in voltage instability and/or overvoltage in the electrical system. The location of the generator can considerably influence the voltage stability levels of the feeders. GD connection on originally more unstable buses brings greater benefits to the system, when compared to connection on more stable buses. Furthermore, when connected to some bars, GD can cause voltage instability to the entire feeder.

**Keywords:** Photovoltaic systems. Distributed generation. Modeling the electrical power system. Electricity distribution networks. Voltage stability.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Classificação da estabilidade em SEP .....	20
Figura 2 - Curva PV com representação da margem de estabilidade de tensão .....	23
Figura 3 - Curvas PV para diferentes valores de fator de potência da carga.....	24
Figura 4 - Fator de carregamento e perdas de potência com diferentes níveis de penetração de GD .....	27
Figura 5 - Curva PV para a barra monitorada do sistema IEEE 34 nós sem GD .....	28
Figura 6 - Curvas PV na barra monitorada do alimentador IEEE 34 nós para diferentes níveis de penetração de GD.....	28
Figura 7 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE A13N .....	32
Figura 8 - Diagrama trifilar adaptado do alimentador IEEE A13N .....	34
Figura 9 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE A34N .....	35
Figura 10 - Diagrama trifilar adaptado do alimentador IEEE A34N .....	37
Figura 11 - Diagrama de blocos do modelo de GDFV monofásico proposto implementado no Simulink® .....	38
Figura 12 - Fluxograma da sequência das simulações .....	40
Figura 13 - Gráfico do índice V/Vo para a potência nominal da carga na barra 675 .....	43
Figura 14 - Gráfico V/Vo considerando a carga na barra 675 com potência cinco vezes maior do que a nominal .....	43
Figura 15 - Gráfico V/Vo considerando a carga na barra 675 com potência dez vezes maior do que a nominal .....	44
Figura 16 - Gráfico V/Vo considerando a carga na barra 675 com potência vinte vezes maior do que a nominal .....	44
Figura 17 - Ranking de estabilidade de tensão do alimentador IEEE A13N .....	46
Figura 18 - Gráfico do índice V/Vo para a potência nominal da carga do alimentador A13N .....	47
Figura 19 - Gráfico do índice V/Vo para o dobro da potência nominal da carga do alimentador A13N .....	47
Figura 20 - Gráfico do índice V/Vo para o triplo da potência nominal da carga do alimentador A13N .....	48
Figura 21 - Ranking do alimentador A13N com todas as gerações distribuídas conectadas ...	50
Figura 22 - Gráfico do índice V/Vo para a potência nominal da carga na barra 890.....	51
Figura 23 - Gráfico do índice V/Vo para a potência da carga 890 cinco vezes maior que a nominal.....	51

Figura 24 - Gráfico do índice $V/V_0$ para a potência da carga 890 dez vezes maior que a nominal .....	52
Figura 25 - Gráfico do índice $V/V_0$ para a potência da carga 890 vinte vezes maior que a nominal .....	52
Figura 26 - Ranking do alimentador IEEE34 para vários níveis de penetração de GD na barra 890 .....	53
Figura 27 - Gráfico do índice $V/V_0$ para a potência nominal do alimentador .....	54
Figura 28 - Gráfico do índice $V/V_0$ para potência nominal do alimentador duplicada .....	55
Figura 29 - Gráfico do índice $V/V_0$ para potência nominal do alimentador triplicada.....	55
Figura 30 - Ranking do alimentador IEEE34 para vários níveis de penetração de GD em todas as barras .....	56
Figura 31 - Curva PV da barra 675 sem geração distribuída.....	57
Figura 32 - Curvas PV da barra 675 para diferentes níveis de penetração de GD .....	58
Figura 33 - Gráfico do índice $V/V_0$ para a potência nominal do alimentador desequilibrado.	59
Figura 34 - Gráfico do índice $V/V_0$ para a potência nominal da barra 675 cinco vezes maior que a nominal .....	60
Figura 35 - Gráfico do índice $V/V_0$ para a potência nominal da barra 675 dez vezes maior que a nominal .....	60
Figura 36 - Gráfico do índice $V/V_0$ para a potência nominal da barra 675 vinte vezes maior que a nominal .....	61
Figura 37 - Curva PV da barra 675 com elevados níveis de penetração de GD inseridas em todas as barras que apresentam cargas .....	62
Figura 38 - Gráfico do índice $V/V_0$ para a potência nominal do alimentador desequilibrado.	63
Figura 39 - Curvas PV da barra 675 para diferentes localizações de GD .....	64
Figura 40 - Curvas PV da barra 675 para diferentes localizações de GD .....	65
Figura 41 - Índice $V/V_0$ para análise da localização da geração distribuída no alimentador desequilibrado.....	66

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Configuração de linha do alimentador IEEE A13N.....	33
Tabela 2 - Configuração de linha aérea do alimentador IEEE A34N .....	36
Tabela 3 - Índice $V/V_0$ para as fases A, B e C do alimentador IEEE13 nós equilibrado .....	49

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
MTP	Máxima Transferência de Potência
MT	Média Tensão
PCR	Potência Crítica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
VCR	Tensão Crítica

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO À DISSERTAÇÃO.....</b>	<b>13</b>
1.1 Justificativa e Motivação do Tema .....	14
1.2 Objetivos da Dissertação.....	15
1.3 Trabalhos Desenvolvidos .....	16
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>17</b>
2.1 Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência.....	19
2.2 Classificação da estabilidade do SEP.....	20
2.3 Métodos de Avaliação da Estabilidade de Tensão no SEP .....	22
2.3.1 Curva PV .....	22
2.3.2 Índice V/Vo.....	25
2.4 Impacto da Alta Penetração de Geração na Estabilidade de Tensão.....	26
2.5 Impacto da Localização da Geração Distribuída na Estabilidade de Tensão	30
<b>3 METODOLOGIA.....</b>	<b>31</b>
3.1 Alimentadores .....	31
3.1.1 Alimentador IEEE A13N (13 nós).....	31
3.1.2 Alimentador IEEE A34N (34 nós).....	34
3.2 Geração distribuída fotovoltaica.....	38
3.3 Simulações.....	39
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>42</b>
4.1 Alimentador IEEE 13 nós equilibrado .....	42
4.1.1 Inserção de geração distribuída na barra 675 .....	42
4.1.2 Inserção de geração distribuída em todas as barras do alimentador IEEE	
A13N	46
4.2 Alimentador IEEE 34 nós equilibrado .....	50
4.2.1 Inserção de geração distribuída na barra 890 .....	50
4.2.2 Inserção de geração distribuída em todas as barras do alimentador IEEE 34	
nós	54

<b>4.3 Alimentador IEEE 13 nós desequilibrado .....</b>	<b>57</b>
<b>4.3.1 Inserção de geração distribuída na barra 675 do IEEE A13N desequilibrado</b>	<b>57</b>
<b>4.3.2 Inserção de geração distribuída em todas as barras do IEEE A13N</b>	
<b>desequilibrado.....</b>	<b>62</b>
<b>4.3.3 Influência da localização da geração distribuída nos níveis de estabilidade de</b>	
<b>tensão 63</b>	
<b>5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>67</b>
<b>5.1 Sugestões de trabalhos futuros.....</b>	<b>69</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>70</b>

## 1 INTRODUÇÃO À DISSERTAÇÃO

A geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis tornou-se popular devido ao aumento da preocupação global com as mudanças climáticas e com as altas taxas de emissão de gases poluentes. Com isso, vários acordos globais foram firmados e diversos países concederam incentivos à geração distribuída de pequeno porte por meio de fontes renováveis como a fotovoltaica e a eólica [1].

Diante disso, essa visão clássica do Sistema Elétrico de Potência (SEP) na qual a geração é a responsável pela conversão das fontes primárias em energia elétrica, o sistema de transmissão leva os grandes blocos de energia até os centros de consumo e a distribuição entrega a energia aos consumidores finais, começa a se alterar especialmente a partir dos anos 2000. As crescentes restrições ambientais e financeiras, associadas às mudanças regulatórias, criaram um movimento favorável para as unidades geradoras conectadas diretamente nos sistemas de distribuição. Nesse cenário, os sistemas fotovoltaicos (FV) foram mais visados, já que, sob a perspectiva da eficiência energética, eles possuem a vantagem da usina solar e a unidade consumidora estarem no mesmo local, minimizando as perdas por transmissão comuns aos sistemas geradores centrais tradicionais [2], [3].

Se por um lado existe um crescente movimento, além de incentivos governamentais, para a ampliação da geração distribuída, por outro se verifica o aumento da preocupação do operador nacional e, principalmente, das distribuidoras, com a confiabilidade e a estabilidade dos sistemas elétricos. Sistemas em sua grande maioria radiais passam a apresentar características malhadas com a inserção de geração distribuída e, com isso, preocupações com a dinâmica do sistema, antes exclusivas dos sistemas de transmissão, passam a fazer parte do cotidiano dos profissionais que trabalham com o planejamento e a operação dos sistemas de distribuição. Barras e áreas críticas têm suas características modificadas em virtude de constantes alterações na configuração dos sistemas, com a conexão de novos acessantes [4].

Perante o exposto, a estabilidade de tensão de sistemas elétricos de distribuição na presença de unidades geradoras, como as fontes FV, ainda é um tema em desenvolvimento. Uma vez que, a conexão dos sistemas fotovoltaicos por meio de conversores de potência estáticos não contribui para a estabilização do sistema ao qual está inserida. Além disso, o sistema fica sujeito à intermitência da irradiação solar que, por sua vez, acrescenta instabilidade na operação, podendo levar a flutuações de tensão e frequência na rede [5].

Dessa forma, os estudos de estabilidade ganham maior importância no âmbito das concessionárias de distribuição, de modo a garantir que os sistemas continuem operando em condições adequadas de tensão e frequência.

### **1.1 Justificativa e Motivação do Tema**

A estabilidade de tensão assume um papel importante na segurança dos atuais SEP's, sendo um dos aspectos essenciais no planejamento da operação dos sistemas.

Sabe-se que a inserção de geração distribuída fotovoltaica pode alterar o perfil de tensão dos sistemas elétricos de distribuição e, conseqüentemente, os níveis de estabilidade de tensão. Logo, cenários com alta penetração de sistemas FV podem modificar significativamente as características de alimentadores de distribuição, aumentando as chances de ocorrer instabilidade de tensão e sobretensões a depender da localização e do nível de penetração da geração conectada no sistema [6], [7].

Diante disso, torna-se necessário refazer os estudos de estabilidade de tensão para que seja considerada a conexão de unidades geradoras em sistemas de distribuição e, com isso, avaliadas as medidas corretivas para cenários no qual o valor da tensão varia fora dos limites estabelecidos nas regulamentações.

Esses estudos podem ser realizados por meio de análises estáticas utilizando repetitivos cálculos de fluxo de potência, à medida que há acréscimos na potência da carga do sistema. Os índices de estabilidade de tensão são métodos estáticos que têm como objetivo definir um valor escalar que possa ser monitorado à medida que os parâmetros do sistema mudam [8]. Assim sendo, o índice  $V/V_0$  mencionado neste trabalho consegue identificar os barramentos críticos de um sistema com eficiência [8] e, por isso, é uma alternativa para realizar a análise da estabilidade de tensão em sistemas com elevados níveis de penetração de geração distribuída para garantir a correta operação do SEP.

Portanto, nesse trabalho será apresentada a análise da estabilidade de tensão em sistemas de distribuição, no qual foram simulados diversos cenários que variaram com a potência da carga dos alimentadores estudados, com a localização do gerador fotovoltaico e, principalmente, com elevados níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica.

## 1.2 Objetivos da Dissertação

Este trabalho tem como objetivo principal analisar o impacto da alta penetração de geração distribuída fotovoltaica na estabilidade de tensão de sistemas elétricos de média tensão em regime permanente. A metodologia desenvolvida utiliza um modelo simplificado de sistema FV, com reduzidos números de componentes, de forma a reduzir o esforço computacional das simulações e, com isso, ampliar a quantidade de cenários a serem analisados.

Deseja-se identificar quantitativamente, do ponto de vista da estabilidade de tensão, os barramentos críticos e categorizá-los à medida que há alteração na quantidade de geração conectada no sistema. Desta forma, os objetivos específicos do trabalho podem ser apresentados da seguinte maneira:

- Estudar e analisar os métodos estáticos de análise da estabilidade de tensão que podem ser aplicados em sistemas com vários geradores FV conectados em regime permanente.
- Simular utilizando a *toolbox* SimPowerSystems™ e o ambiente gráfico Simulink® presentes no software MATLAB® um modelo simplificado de sistema FV, em regime permanente, com elevados níveis de penetração, conectado a alimentadores de média tensão.
- Simular o fluxo de potência nos alimentadores contemplando vários cenários de conexão das GDs, em diversos barramentos e níveis de penetração, em regime permanente, a fim de coletar a variação dos valores de tensão e analisar os resultados.
- Analisar o impacto na estabilidade de tensão dos alimentadores estudados, por meio de índices estáticos, com a conexão de geradores FV em diversos níveis de penetração.
- Categorizar e ranquear os barramentos dos alimentadores estudados, do mais ao menos crítico, à medida que há variação da geração distribuída conectada.

### 1.3 Trabalhos Desenvolvidos

O início dessa pesquisa deu-se em março de 2020 com o começo da revisão bibliográfica. Em outubro de 2020, a importância do tema no cenário atual proporcionou o aceite do trabalho em uma conferência nacional.

- Lima, C. M.; Mendes, M. A.; Batista, O. E. **Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Distribuição com Alta Penetração de Geração Distribuída**. In: Congresso Brasileiro de Automática (CBA) 2020, Brasil.

Após a conclusão da pesquisa, o resumo do seguinte artigo foi aprovado em julho de 2021 no *XXII Power Systems Computation Conference* (PSCC) e o artigo completo está em fase de análise.

- Lima, C. M.; Mendes, M. A.; Batista, O. E. ***Voltage Stability Index for Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation***. In: *XXII Power Systems Computation Conference* (PSCC) 2022, Porto, Portugal.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Ao longo dos anos, o sistema elétrico se desenvolveu por meio da interligação de plantas geradoras de grande porte interligadas aos centros de consumo por extensas redes de transmissão e distribuição. Para aumentar a segurança de fornecimento desse sistema, a falha de uma unidade geradora era compensada pelo acionamento de outra unidade de grande porte instalada próxima ou distante dessa, interligada à mesma rede de transmissão e/ou distribuição. A utilização da alta tensão para esse sistema interligado foi um dos fatores que possibilitou a economia de escala da geração [9].

Neste cenário, a energia flui em um único sentido e, mediante essa topologia de fluxo unidirecional, foram desenvolvidas diversas áreas de concentração de estudos de sistemas elétricos de potência como por exemplo, dimensionamento das redes, qualidade de energia e proteção desses sistemas.

No entanto, nas últimas décadas, as inovações tecnológicas, mudanças no cenário econômico e regulações ambientais, fizeram aumentar o interesse no uso das fontes renováveis de energia para geração de eletricidade, principalmente próxima ou nos centros de consumo. O termo mais utilizado mundialmente para essa geração próxima ou nos centros de consumo é geração distribuída (GD). A definição e classificação de GD pode levar em consideração o local de instalação, a potência instalada, área de atendimento, tecnologia utilizada, entre outros fatores. Em resumo, GD também pode ser definida como uma central geradora com potência instalada normalmente com dezenas de MW conectada à subestação, à rede de distribuição ou por meio da unidade consumidora. Tais definições não limitam o nível de tensão de conexão, tipo de tecnologia e fonte de energia. Entretanto há uma maior tendência no uso de fontes de energia renováveis, como a fotovoltaica, eólica, biomassa e de cogeração [9], [10].

Também é utilizada uma divisão do conceito de geração distribuída, utilizando como referência a potência instalada, sendo micro (< 5kW), pequeno (entre 5 kW e 5 MW), médio (entre 5 MW e 50 MW) e grande porte (entre 50 MW e 300 MW) [11].

Como podem ser instaladas próximas aos centros de cargas, as GDs têm a capacidade de aumentar a confiabilidade da energia local, além de ter a capacidade de atender a demanda de consumidores próximos. Dependendo da sua localização, potência e modo de operação, a GD pode contribuir para redução das perdas na distribuição de energia e também auxiliar na

melhoria do perfil de tensão de alimentadores. Em locais onde o aumento da demanda de energia é superior à taxa de reforço na rede, a integração da GD pode contribuir com o alívio do carregamento do alimentador, postergando o investimento a ser realizado pelo proprietário da rede [12].

Além das vantagens supracitadas também há melhora na capacidade de regularização dos reservatórios das grandes hidrelétricas, já que enquanto uma usina eólica, térmica de biomassa ou fotovoltaica estiver gerando energia elétrica, os reservatórios estarão sendo poupados. Outros fatores que fazem da geração distribuída uma alternativa atraente à expansão do parque gerador brasileiro são: baixo custo de investimento; redução dos custos dos equipamentos com a produção nacional; curto espaço de tempo para instalação e facilidade de alocação; atendimento mais rápido ao crescimento da demanda ou à demanda reprimida; baixo custo de operação e manutenção das unidades de geração; redução dos impactos ambientais causados pelas linhas de transmissão e áreas de reservatórios da geração centralizada [4], [13].

Já em relação ao perfil de tensão, a tensão em um ponto de um alimentador de distribuição é fortemente influenciada pela distância em relação à subestação transformadora mais próxima, visto que à medida que a carga se distancia da subestação, a tensão tende a diminuir. Para resolver esse problema intrínseco, uma das formas se faz com a instalação de dispositivos que possuam a capacidade de regular a tensão ao longo da rede, mantendo-a dentro dos níveis exigidos. A instalação de GD pode contribuir tanto para melhorar quanto para piorar esse perfil de tensão, dependendo de variáveis como localização, potência da geração e conexão entre as fases [14].

Entretanto, se por um lado existe um crescente movimento de incentivos governamentais para a ampliação da geração distribuída, por outro se verifica o aumento da preocupação do operador nacional e, maior agora das distribuidoras, com a confiabilidade e a estabilidade dos sistemas elétricos.

Como abordado anteriormente, o sistema elétrico foi concebido para o fluxo unidirecional de energia e todas as normas, regulações e estudos foram baseados nessa topologia. Porém, a inserção da GD pode modificar essa estrutura, fazendo com que, em algumas situações, o fluxo de energia passe a ser no sentido contrário. Essa nova configuração acarreta em impactos no sistema, que podem ser positivos ou negativos, e pode promover, por exemplo, alteração no

fluxo de potência, no perfil de tensão, nas perdas, no nível de harmônicos e no nível de curto-circuito do sistema [4].

Esses fatores contribuem para o aumento da complexidade da operação e estabilidade dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), especialmente os sistemas de distribuição em média e baixa tensão.

## **2.1 Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência**

O SEP é um sistema não-linear que opera em constantes mudanças aonde cargas, despacho de unidades geradoras, topologia do sistema, dentre outros parâmetros são alterados com frequência. Logo, a estabilidade do SEP é a habilidade, dada uma condição inicial de operação, de retomar a um estado de equilíbrio após ser submetido a um distúrbio, de forma que a integridade do sistema seja preservada. Desta forma, como pequenas perturbações na forma de variações de carga ocorrem continuamente, o sistema deve possuir a capacidade de operar satisfatoriamente nestas condições e atender perfeitamente a demanda de carga. Além disso, também deve ser capaz de suportar acontecimentos mais severos, como um curto-circuito em uma linha de transmissão ou a perda de um grande gerador [15].

Logo, a integridade do sistema é considerada preservada quando praticamente todo ele permanece inalterado sem o descarte de cargas ou unidades geradoras, exceto por aquelas desconectadas pela ação de isolar os elementos do sistema em falta ou desconectadas intencionalmente para preservar a continuidade da operação do restante do sistema [5], [15], [16].

Em sistemas estáveis, após a ocorrência de um distúrbio, o SEP caminhará para um novo estado de equilíbrio, com as ações de controle automático e possíveis ações de operadores humanos eventualmente restaurando o sistema ao seu estado normal. Por outro lado, se o sistema for instável, ele resultará em uma situação de degradação das variáveis como, por exemplo, uma queda progressiva nos níveis de tensão nas barras do sistema [17].

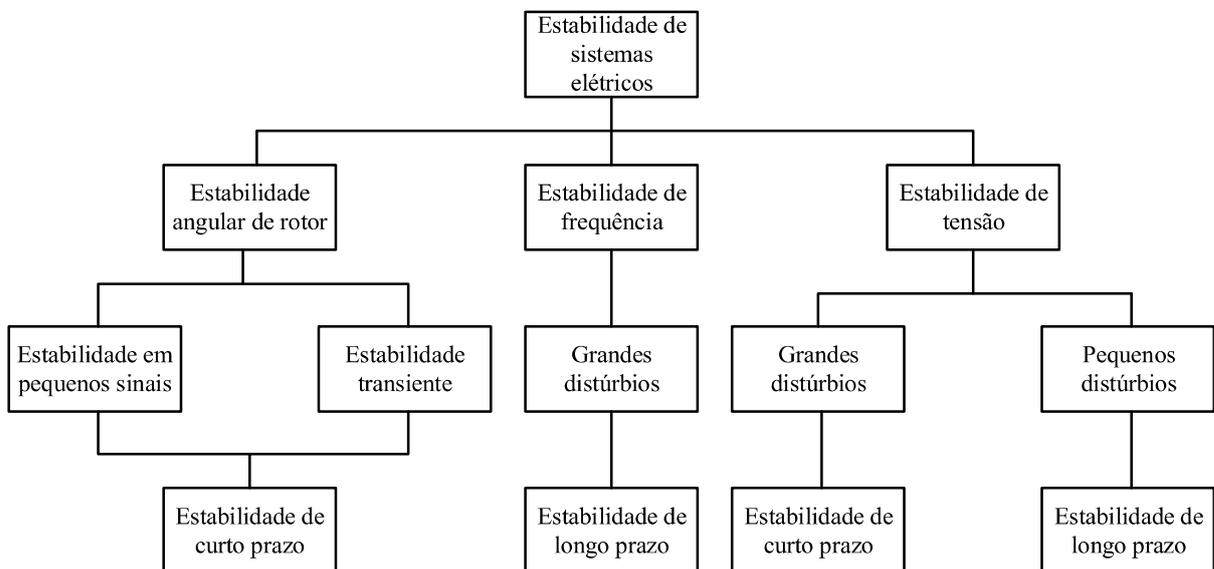
Uma instabilidade em uma parte do SEP pode levar a um efeito cascata de degradação e desligamento de uma grande parcela do sistema chamado de colapso de tensão. O colapso de tensão é normalmente caracterizado pelo conjunto de eventos que acompanham a instabilidade de tensão nos barramentos, levando uma parte significativa do sistema para níveis muito baixos de tensão, sendo a última e mais complexa fase da instabilidade de tensão. Pode ser originado

por contingências severas da rede ou em períodos de elevado consumo de energia, pois o aumento da carga pode levar a um rápido decréscimo dos níveis de tensão [8], [15].

## 2.2 Classificação da estabilidade do SEP

A estabilidade do SEP é, em sua essência, um único problema, porém, as várias formas de instabilidade que um sistema pode sofrer, não podem ser devidamente compreendidas e efetivamente resolvidas se tratadas desta maneira. Devido à alta dimensionalidade e complexidade dos problemas de estabilidade, algumas simplificações e técnicas apropriadas ajudam na análise de tipos específicos de problemas com o grau de detalhe apropriado na representação do sistema [15], [18]. A análise da estabilidade é muito facilitada pela classificação da estabilidade em categorias apropriadas, como pode ser visualizado na Figura 1.

Figura 1 - Classificação da estabilidade em SEP



Fonte: [5].

A classificação dos problemas de estabilidade em um SEP, mostrada na Figura 1, é baseada em uma série de considerações. A divisão é feita primeiramente pela natureza física da instabilidade resultante do distúrbio, definida pela variável do sistema na qual a instabilidade pode ser

observada (tensão, frequência e ângulo de rotor). Com isso, é feita uma divisão baseada na magnitude do distúrbio considerado, que influencia o método de cálculo e determinação da estabilidade.

No caso da análise da estabilidade de tensão, é possível subdividir em duas categorias definidas de acordo com a magnitude dos distúrbios causadores da instabilidade: pequenos distúrbios e grandes distúrbios. Essas subdivisões classificam o fenômeno entre aquele que pode ser examinado por meio da análise dinâmica e não-linear e aquele que pode ser examinado por meio da análise estática. São elas:

1. A análise no caso de grandes distúrbios está interessada na habilidade do sistema de controlar a tensão após grandes faltas, como perda repentina de grandes blocos de carga ou de geração. A determinação dessa forma de estabilidade requer a análise dinâmica não-linear, durante o período transitório do sistema, por tempo suficiente para capturar interações entre os equipamentos como geradores, cargas, controladores de tensão e corrente.
2. A análise no caso de pequenos distúrbios está voltada para a habilidade do sistema em controlar a tensão durante a mudança gradual da carga. Essa forma de estabilidade pode ser estudada por meio da análise estática usando a linearização das equações do fluxo de potência do sistema em determinados pontos de operação em um dado instante de tempo. Este conceito é útil quando a intenção é determinar, a qualquer momento, como as tensões do sistema responderão a pequenas mudanças no sistema. Um critério para definição da estabilidade de tensão em pequenos distúrbios é que em uma dada condição de operação para cada barra do sistema, a magnitude da tensão na barra aumenta à medida em que a injeção de potência reativa na mesma barra é incrementada. Um sistema é dito como instável em tensão se, para pelo menos uma barra do sistema, a magnitude da tensão diminui para um acréscimo na injeção de potência reativa nesta barra.

A janela de tempo de interesse para problemas de estabilidade de tensão pode variar de poucos segundos para algumas dezenas de minutos, portanto o problema de estabilidade de tensão pode ser considerado um fenômeno de curto e longo prazo [19].

## 2.3 Métodos de Avaliação da Estabilidade de Tensão no SEP

Ao longo dos anos foram desenvolvidos diversos métodos para analisar a estabilidade de tensão com o intuito de prevenir possíveis instabilidades e colapsos de tensão no sistema elétrico de potência. Dentre os vários métodos, destacam-se as curvas PV e QV, análise modal, Índice de linha, Índice  $V/V_0$ , entre outros [20]. Nesses casos, a análise da estabilidade é estática e, portanto, anula as derivadas das variáveis de estado em relação ao tempo, em cada instante de funcionamento do sistema. Logo, as equações que definem o sistema ficam reduzidas a equações algébricas, o que requer menos tempo computacional, viabilizando a sua aplicação [8]. Em seguida, serão apresentados a curva PV e o Índice  $V/V_0$ .

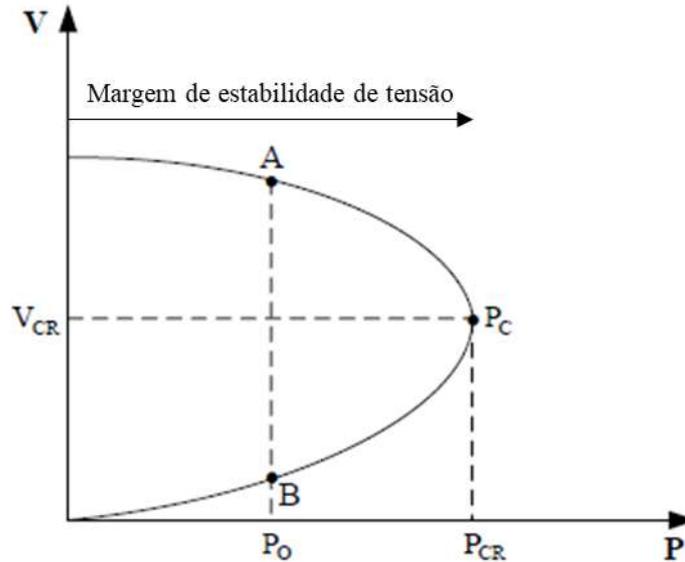
### 2.3.1 Curva PV

Na análise estática, a estabilidade é determinada pelo cálculo repetitivo da tensão para valores crescentes de potência ativa ou reativa que podem ser assumidos pela carga de uma barra do sistema. Desta forma, esses valores podem ser representados em curvas denominadas PV [19].

A Figura 2 apresenta o formato clássico de uma curva PV, onde ponto de Máxima Transferência de Potência (MTP) corresponde à máxima carga ativa que pode ser atendida pelo sistema, identificado como  $P_{cr}$  (potência crítica). Segundo [8], o colapso de tensão se desenvolve lentamente no início e rapidamente na parte final. Devido a isso, o ponto de MTP é muitas vezes designado por ponto de colapso de tensão ou de limiar da estabilidade e acontece à uma tensão denominada tensão crítica ( $V_{cr}$ ).

É possível observar que para potências transmitidas menores que  $P_{cr}$  existem sempre dois valores de tensão. Para tensões menores, é necessário ter uma intensidade de corrente grande para se conseguir produzir uma certa potência. Assim, a intersecção da curva PV com o valor da potência da carga  $P_0$  resulta em dois pontos de operação, A e B. O ponto A corresponde às condições normais e estáveis de funcionamento. O ponto B, de tensão mais baixa e corrente mais elevada, corresponde ao funcionamento instável do sistema.

Figura 2 - Curva PV com representação da margem de estabilidade de tensão



Fonte: adaptada de [8].

Ainda na Figura 2, está indicada a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) definida como a distância entre o ponto de operação do sistema e o ponto de máxima transferência de potência. Nota-se que à medida que a MET diminui, o risco de perda de estabilidade de tensão aumenta.

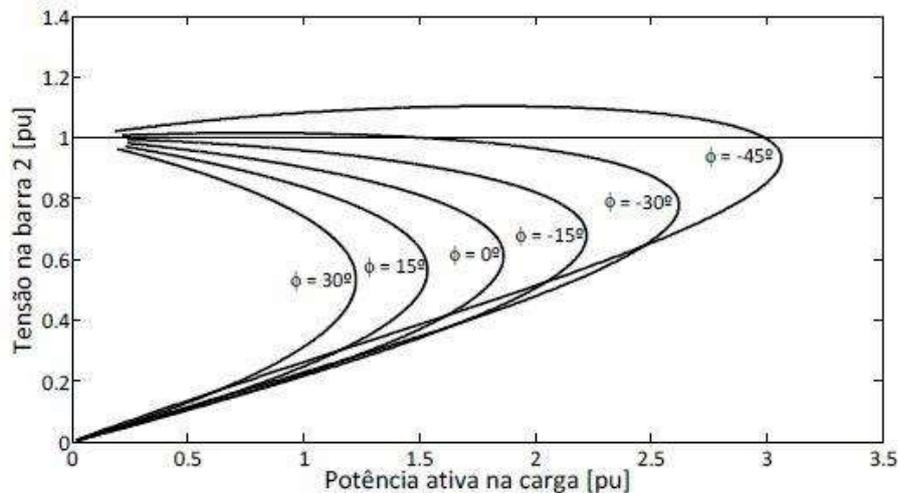
Em sistemas com vários barramentos, cada ponto da curva PV é obtido a partir da solução de um problema de fluxo de potência baseado no método de Newton-Raphson. Após cada incremento de carga, o estado de operação do sistema é atualizado por meio da resolução de um novo problema de fluxo de potência e o processo só é interrompido quando o algoritmo de cálculo deixa de convergir. O método de Newton-Raphson possui problemas de convergência à medida que se aproxima do ponto de colapso de tensão devido à singularidade da matriz Jacobiana nesse ponto, o que significa que ela não é inversível, visto que o determinante da matriz é nulo [8].

Portanto, os métodos tradicionais de cálculo de fluxo de potência, como o Newton-Raphson, permitem apenas obter a parte superior da curva PV, sendo possível somente atingir pontos muito próximos da Máxima Transferência de Potência. Porém, para se obter uma curva PV completa, apesar de exigir um alto esforço computacional, é necessário aplicar técnicas de

continuação. Estas técnicas permitem obter qualquer ponto da curva PV, independentemente do fator de carregamento do sistema [8].

Conforme ilustrado pela Figura 3, a curva PV também sofre variação de acordo com o aumento ou diminuição do fator de potência. O ponto de máximo carregamento para cargas indutivas é menor do que para cargas com característica capacitiva. Além disso, para cargas com  $\phi < -30^\circ$  existe uma parte da curva PV onde a tensão aumenta com a potência da carga. Isso ocorre porque com  $\text{tg } \phi$  negativo, quanto mais potência ativa é consumida pela carga, maior é a injeção de reativos na rede. Logo, aumenta-se a tensão na barra de carga e, ao mesmo tempo, libera-se capacidade de atendimento de demanda, já que os reativos consumidos pela linha passam a ser fornecidos pela carga. Concomitante a isso está o aumento do ponto de máxima transferência de potência [6].

Figura 3 - Curvas PV para diferentes valores de fator de potência da carga



Fonte: adaptado de [6]

Embora a utilização da curva PV seja uma das ferramentas mais comumente utilizadas na análise do fenômeno de estabilidade de tensão, a mesma possui limitações pelo fato de sua construção considerar o sistema elétrico de potência estático, não refletindo o comportamento dinâmico do mesmo. Além disso, a análise da estabilidade é feita em um barramento por vez, já que cada barra do sistema terá a sua respectiva curva PV, dificultando a análise de todo o SEP simultaneamente [21].

Além do mais, a curva PV apresenta resultados distintos para sistemas e/ou cargas desbalanceadas, no qual cada fase apresentará um resultado diferente quando exposta a variação da potência na carga. Portanto, torna-se complicado de identificar os pontos mais fracos do sistema utilizando somente esse método [22].

### 2.3.2 Índice $V/V_0$

O objetivo dos índices de estabilidade é medir a proximidade do sistema à instabilidade de tensão de forma a evitar a ocorrência de colapsos de tensão e permitir a execução de medidas com carácter preventivo. Os índices de estabilidade de tensão são índices pré-determinados e têm como objetivo definir um valor escalar que possa ser monitorado à medida que os parâmetros do sistema mudam [8].

Qualquer índice de estabilidade de tensão, para ser útil e eficiente, deve ser relacionado com os parâmetros controláveis do SEP por meio de uma função simples, de cálculo fácil e com baixo custo computacional.

Assumindo que se conhecem os módulos das tensões em todos os barramentos do sistema ( $V$ ) sob determinado valor de carga, resolve-se um novo fluxo de potência para o sistema num estado idêntico, mas com todas as cargas nulas, de forma a obterem-se os novos valores das tensões nos barramentos ( $V_0$ ). Desta forma, calcula-se a razão entre  $V$  e  $V_0$  e quanto mais próximo de 1 é o valor do índice, mais estável é o barramento [22].

A partir do valor do quociente  $V/V_0$  para cada nó do sistema, é possível obter-se um ranking da estabilidade de tensão, permitindo a imediata detecção dos barramentos mais fracos e a execução de medidas de correção, como por exemplo, instalação de compensadores de reativos ou gerações distribuídas. Apesar de ser um índice altamente não linear, o índice  $V/V_0$  tem sido usado com sucesso, desde 1982, em sistemas belgos [8].

No caso de sistemas desequilibrados, em que o valor da tensão varia em cada fase, é possível calcular o índice  $V/V_0$  obtendo as componentes simétricas do sistema e aplicando os valores de sequência positiva da tensão [8], [22].

## 2.4 Impacto da Alta Penetração de Geração na Estabilidade de Tensão

A presença de unidades de geração distribuída em Sistemas Elétricos de Potência não só apresenta vantagens, como também desafios ao serem integradas em sistemas antigos de distribuição. A implantação de GD na rede pode ocasionar mudanças na tensão, corrente e fluxo de potência, que podem ser agravadas devido a intermitência inerente à maioria das fontes de geração distribuída. A baixos níveis de penetração há uma variedade de benefícios, como diminuição das perdas, melhora no perfil de tensão e, conseqüentemente, dos níveis de estabilidade de tensão. No entanto, os maiores desafios são determinar a melhor localização e os níveis de penetração de GD para que a potência gerada seja facilmente absorvida pelo sistema sem grandes alterações estruturais e mantendo os níveis de tensão de todos os barramentos dentro dos limites permitidos [23].

No entanto, mesmo que haja vários benefícios, também existem alguns problemas e limitações que a alta penetração de geração distribuída pode acarretar no sistema. Tais como sobretensões, aumento das perdas elétricas e instabilidade de tensão, podendo variar de acordo com o fator de potência e a localização da GD na rede.

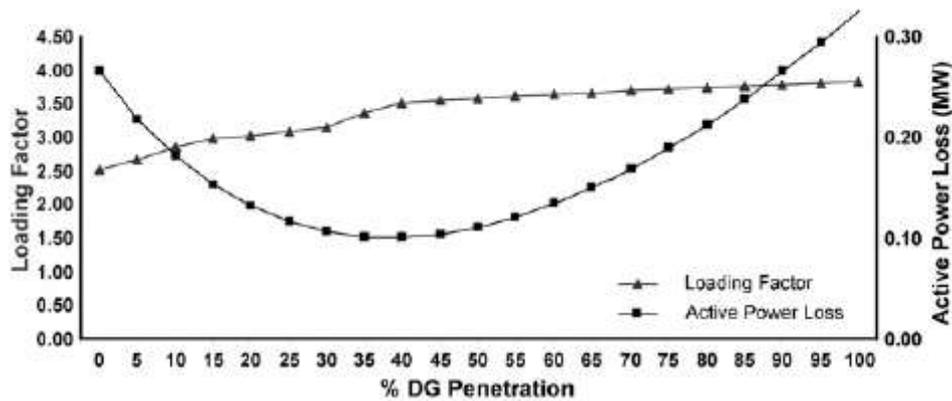
Desta forma, quanto maior a penetração, os problemas supramencionados se tornam cada vez mais significantes. Isso requer uma análise da estabilidade de tensão para garantir uma operação confiável e adequada do SEP com elevados níveis de GD [6], [23].

Em [23], o ranking das barras obtido por meio do índice  $V/V_0$  pôde identificar efetivamente a barra trifásica mais fraca de um alimentador e, com isso, conectar uma turbina eólica como fonte de geração distribuída. A potência do gerador foi gradualmente aumentada a fim de analisar o impacto no fator de carregamento, perdas elétricas e perfil de tensão do sistema.

Os resultados da simulação representados na Figura 4, indicam que existe um nível de penetração ideal, em torno de 40% da potência total do alimentador, capaz de reduzir as perdas elétricas e aumentar os níveis de carregamento do sistema. Acima desse valor, as perdas aumentam consideravelmente e, em contrapartida, não há um ganho expressivo na capacidade de carga do alimentador. Entretanto, para esse nível de penetração, o valor da tensão na barra conectada à geração atinge valores acima do intervalo permitido entre 0,95 – 1,05 pu e, para permanecer dentro do intervalo adequado, foi necessário reduzir a penetração da GD para 30%.

Portanto, os níveis de penetração devem ser limitados não somente pelo aumento das perdas elétricas nos condutores e da capacidade de carga no sistema, mas também pelos níveis de tensão nas barras. Desta forma, os níveis de penetração da geração distribuída só podem aumentar até o limite permitido de tensão.

Figura 4 - Fator de carregamento e perdas de potência com diferentes níveis de penetração de GD

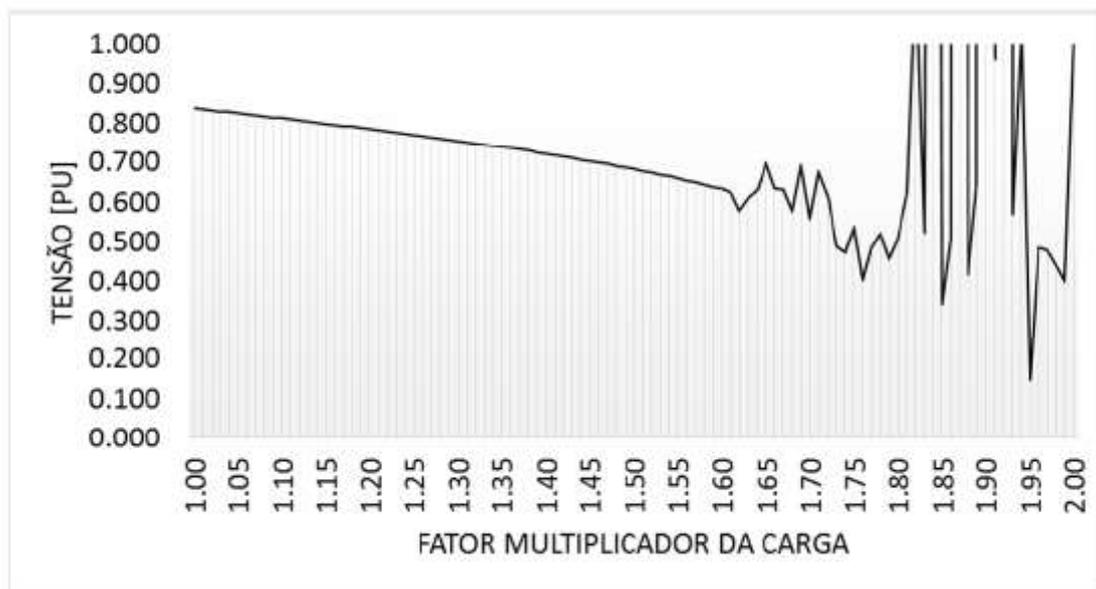


Fonte: [23].

Em [6], um gerador distribuído modelado como uma barra PV foi alocado somente na barra 33 do alimentador padrão do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) com 34 nós. Todas cargas do sistema foram consideradas como potência constante e um fator multiplicador adimensional da carga que variou de 1 a 3 com incrementos de 0,01 foi aplicado tanto à componente ativa quanto à reativa da carga, mantendo o fator de potência fixo. A cada acréscimo no fator multiplicador, obteve-se um ponto da curva PV na barra 27. Não houve critérios para a escolha da barra com GD e a barra monitorada pela curva PV.

Na Figura 5, é representada a curva PV da fase A da barra 27 sem a presença de GD e pode-se perceber um comportamento usual, no qual há decréscimo da tensão com o aumento da carga. A partir do fator multiplicador 1,62, a tensão apresenta valores inconsistentes, indicando que o sistema ultrapassou o limite máximo de carregamento, ou seja, o ponto de máximo carregamento do sistema é 1,62 vezes sua potência original.

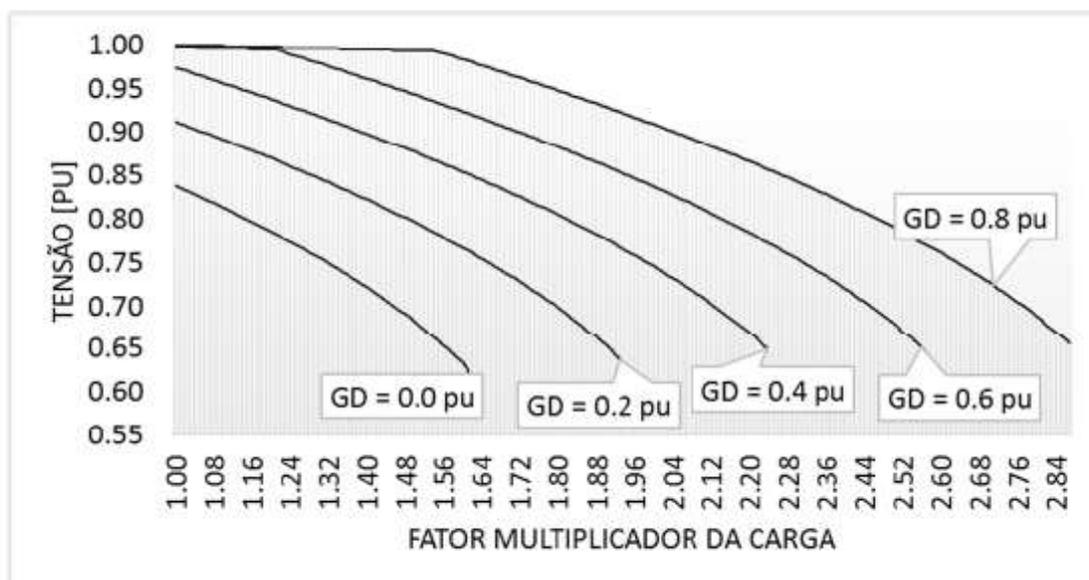
Figura 5 - Curva PV para a barra monitorada do sistema IEEE 34 nós sem GD



Fonte: [6].

Na sequência foi simulado a conexão da geração distribuída com diferentes níveis de penetração (0,2, 0,4, 0,6, 0,8 e 1,0 p.u. de potência nominal) e representado na Figura 6 as curvas PV da barra monitorada.

Figura 6 - Curvas PV na barra monitorada do alimentador IEEE 34 nós para diferentes níveis de penetração de GD



Fonte: [6].

Pode-se verificar na Figura 6 que a injeção de potência por meio do gerador distribuído aumenta não só a tensão da barra monitorada, mas também o ponto de máximo carregamento do sistema, ou seja, a inserção da GD melhora as condições de estabilidade de tensão do sistema. Esta é uma consequência importante e que reforça os argumentos a favor da geração distribuída em alimentadores em detrimento de grandes plantas de geração. Por outro lado, a possibilidade de operar o sistema com níveis mais elevados de carregamento em virtude somente da presença de GD, poderia ser problemática em situações de contingência, ou no caso da geração fotovoltaica, nos períodos de baixa e/ou nenhuma presença de sol. Nesses casos, a MET seria reduzida drasticamente e o alimentador poderia operar em níveis instáveis de tensão.

Também foi avaliado o comportamento do alimentador diante diferentes níveis de injeção de potência ativa e reativa e, notou-se que há melhora nas condições de estabilidade de tensão do sistema independentemente da relação entre potência ativa e reativa fornecida pelo gerador. Porém, a melhora na margem de estabilidade de tensão do sistema é maior quando há injeção simultânea de potência ativa e reativa pelo gerador distribuído.

## **2.5 Impacto da Localização da Geração Distribuída na Estabilidade de Tensão**

A localização da geração distribuída tem se mostrado um fator importante para a melhora do perfil de tensão e redução de perdas de todo o alimentador. Em [24] foi mostrado que a GD inserida na primeira barra do alimentador que atinge o limite de tensão aceitável é capaz de aumentar a Margem de Estabilidade de Tensão. Além disso, de acordo com [25], a melhor localização para a conexão de compensadores de reativos ou geração distribuída, com o objetivo de melhorar os níveis de estabilidade de tensão, são as barras mais fracas do sistema. Ou seja, são os pontos do alimentador onde os níveis de tensão são menores e/ou as variações de potência ativa são mais desfavoráveis à estabilidade de tensão do SEP [26]. Portanto, conforme descrito no item 2.3 desse trabalho, é fundamental buscar ferramentas eficientes para a determinação do ponto mais fraco do alimentador analisado.

De acordo com [6], a conexão da geração distribuída em um determinado ponto da rede pode reduzir as perdas de energia com mais eficiência do que em outro ponto da rede. Conseqüentemente, o maior benefício auferido ao sistema em termos de melhora à margem de estabilidade de tensão será proporcionado pelo ponto de instalação da GD que tiver a maior redução de perdas ao sistema. Foi evidenciado que, em sistemas radiais, a instalação de geradores distribuídos próximos a subestação traz benefícios menos expressivos à margem de estabilidade de tensão do sistema do que para geradores instalados em barras mais distantes da subestação.

### 3 METODOLOGIA

Para analisar de maneira quantitativa o efeito que elevados níveis de penetração de geração distribuída possuem na estabilidade de tensão de um sistema elétrico, foram realizadas algumas simulações no ambiente gráfico Simulink® presente no software MATLAB®. As simulações contemplam dois modelos de alimentadores e várias gerações distribuídas fotovoltaicas alocadas de diferentes maneiras. Os procedimentos realizados para alcançar os resultados serão apresentados nesse capítulo.

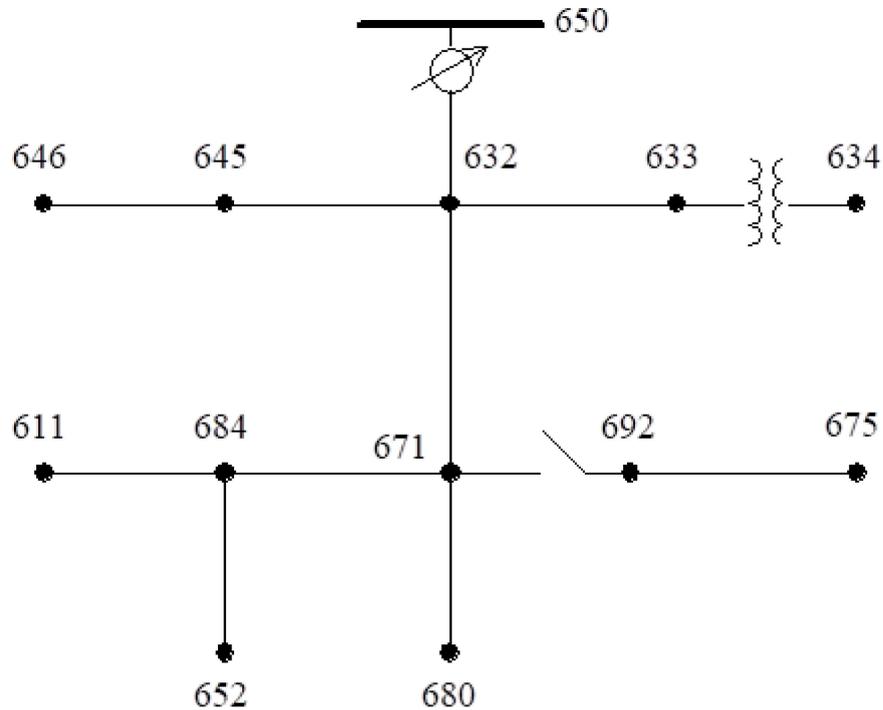
#### 3.1 Alimentadores

Vastamente conhecidos, os alimentadores padronizados pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) são amplamente aplicados em simulações de fluxo de potência e de geração distribuída. Nesse trabalho, foram utilizados os modelos A13N (13 nós) e A34N (34 nós); porém, as suas configurações originalmente desequilibradas foram alteradas para permitir que a análise de estabilidade de tensão fosse impactada por menos variáveis e, desta forma, fornecesse resultados mais precisos sobre como a presença de geração distribuída fotovoltaica pode influenciar nos níveis de tensão dos alimentadores.

##### 3.1.1 Alimentador IEEE A13N (13 nós)

A potência total consumida pelo alimentador IEEE A13N é 3.466 kW e 2.102 kVAr, considerando os 700 kVAr de compensação reativa advinda dos bancos capacitivos. Essa potência corresponde a 75% do total da capacidade do transformador da subestação, o que o torna um sistema carregado para o nível de tensão de 4,16kV. Além disso, é considerado um circuito pequeno, no qual o maior trecho possui 1,55km [27]. O unifilar simplificado indicando a numeração e a disposição de todos os nós pode ser visto na Figura 7.

Figura 7 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE A13N



Fonte: [27]

A tensão na saída da subestação é de 115kV e há um transformador de 5MVA do nó 650 que reduz a tensão para 4,16kV. O alimentador possui nove barras com carga (611, 632, 634, 645, 646, 652, 671, 675 e 692), conectadas em delta ou estrela em 4,16kV, com somente um transformador na barra 634 que reduz a tensão para 480 V. Apesar de não possuir a tensão comum de circuitos de média tensão (MT) utilizado nas distribuidoras no Brasil, entre 11,4 e 15kV, a tensão do alimentador está dentro da faixa estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para MT, de 1 a 69kV [28]. A maioria das cargas estão concentradas, com exceção do trecho 632-671 que possui carga distribuída.

Conforme dito anteriormente, a configuração original do alimentador A13N foi alterada para reduzir as variáveis que poderiam impactar na estabilidade de tensão. Os trechos monofásicos entre as barras 671-684, 684-652 e 684-611 e os trechos bifásicos 632-645 e 645-646 foram transformados em trifásicos com as configurações 606 e 601, respectivamente. Já os trechos

trifásicos permaneceram com a configuração 602. Todas as configurações estão descritas na Tabela 1.

Tabela 1 - Configuração de linha do alimentador IEEE A13N

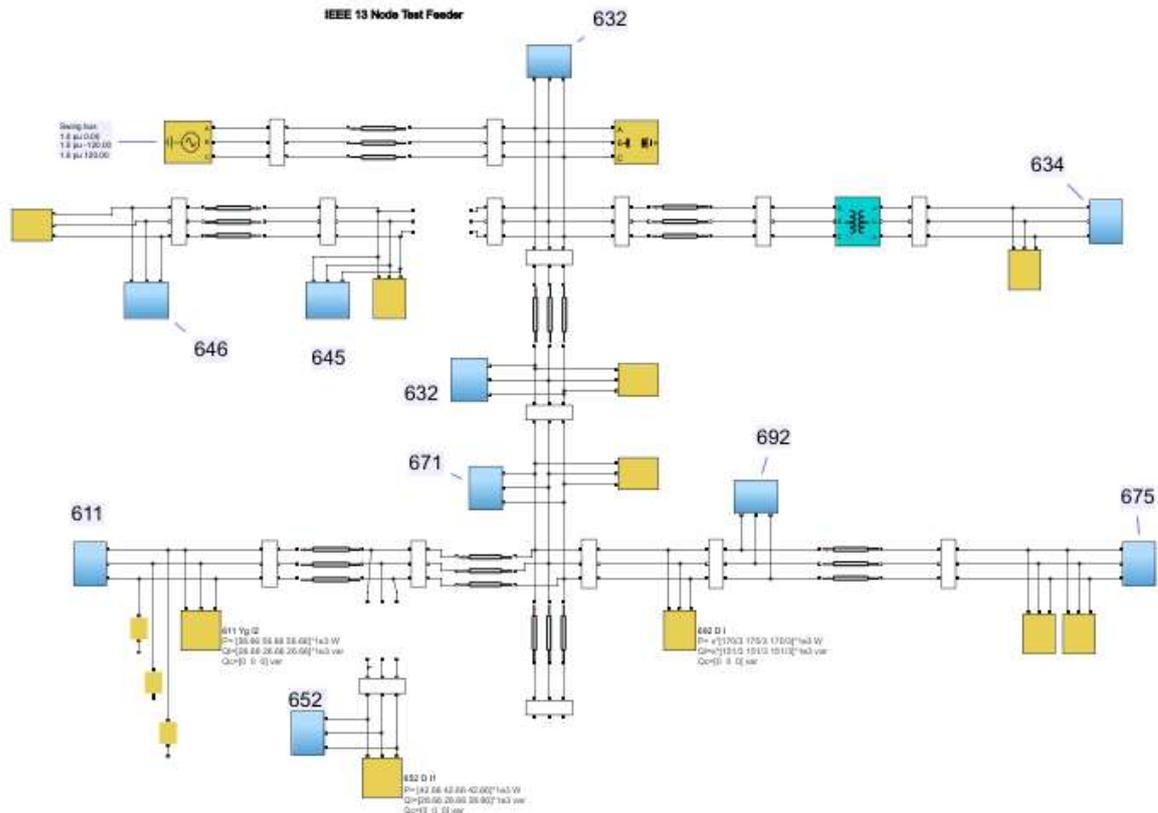
<b>Configuração</b>	<b>Faseamento</b>	<b>Condutores</b>	<b>Condutor Neutro</b>
601	B A C N	556, 500, 26/7	4/0, 6/1
602	C A B N	4/0, 6/1	4/0, 6/1
606	A B C N	250 AA	-

Fonte: adaptado de [27].

Em seguida, foram distribuídas igualmente o valor da potência ativa e reativa das cargas entre as fases, inclusive nos trechos originalmente trifásicos, sem alterar o valor da potência total consumida pelo alimentador. Desta forma, todo o sistema A13N se tornou trifásico e com as cargas devidamente equilibradas.

Além disso, o regulador de tensão presente na barra 650 foi omitido, pois segundo [29] a própria inserção da GD tende a promover uma melhoria no perfil de tensão. A Figura 8 retrata a configuração adaptada do alimentador IEEE A13N representada no Simulink®.

Figura 8 - Diagrama trifilar adaptado do alimentador IEEE A13N



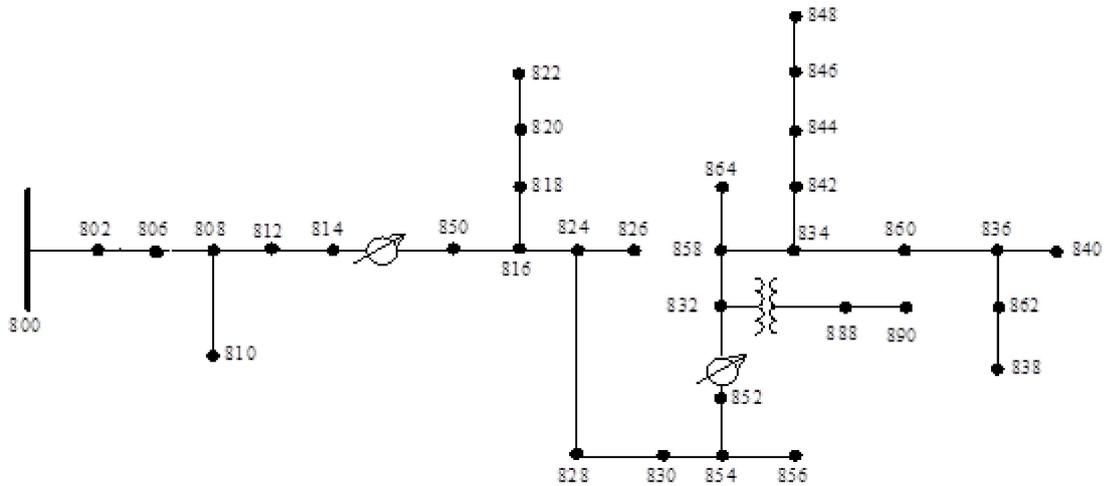
Fonte: elaborado pela autora.

A Figura 8 ilustra os barramentos por meio dos retângulos brancos e entre eles estão as impedâncias dos trechos de linha com as configurações que foram apresentadas na Tabela 1. Já os blocos amarelos são as cargas conectadas à rede e os blocos azuis são as respectivas gerações distribuídas ligadas ao alimentador A13N.

### 3.1.2 Alimentador IEEE A34N (34 nós)

A potência total do alimentador A34N é 1769kW e 1044kVar, além dos 750kVar oriundos dos bancos de capacitores shunt. Sua tensão nominal é de 24,9kV e é caracterizado por ser um alimentador longo e pouco carregado. Conforme ilustrado no unifilar na Figura 9, somente um trecho curto do alimentador, entre o nó 832 e o 890, possui um transformador que diminui a tensão para 4,16kV. Outras informações a respeito do alimentador podem ser encontradas em [27].

Figura 9 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE A34N



Fonte: [27]

O alimentador possui cargas concentradas somente em seis barras (860, 840, 844, 848, 890 e 830), mas em sua maioria, estão distribuídas entre os vários nós. No entanto, para o cálculo do fluxo de potência, assume-se que as cargas estão alocadas no meio do trecho de linha.

Todas as cargas originalmente trifásicas e desequilibradas foram distribuídas igualmente entre as fases e nos trechos monofásicos entre as barras 808-810, 816-818, 818-820, 820-822, 824-826, 854-856, 858-864, 862-838, foram acrescentadas duas fases e divididas igualmente a potência ativa e reativa das cargas entre as fases. Desta forma, o valor original da potência ativa e reativa total do alimentador foi mantido.

A configuração original desequilibrada foi alterada e todo o alimentador tornou-se trifásico e equilibrado com a configuração 300, descrito na Tabela 2.

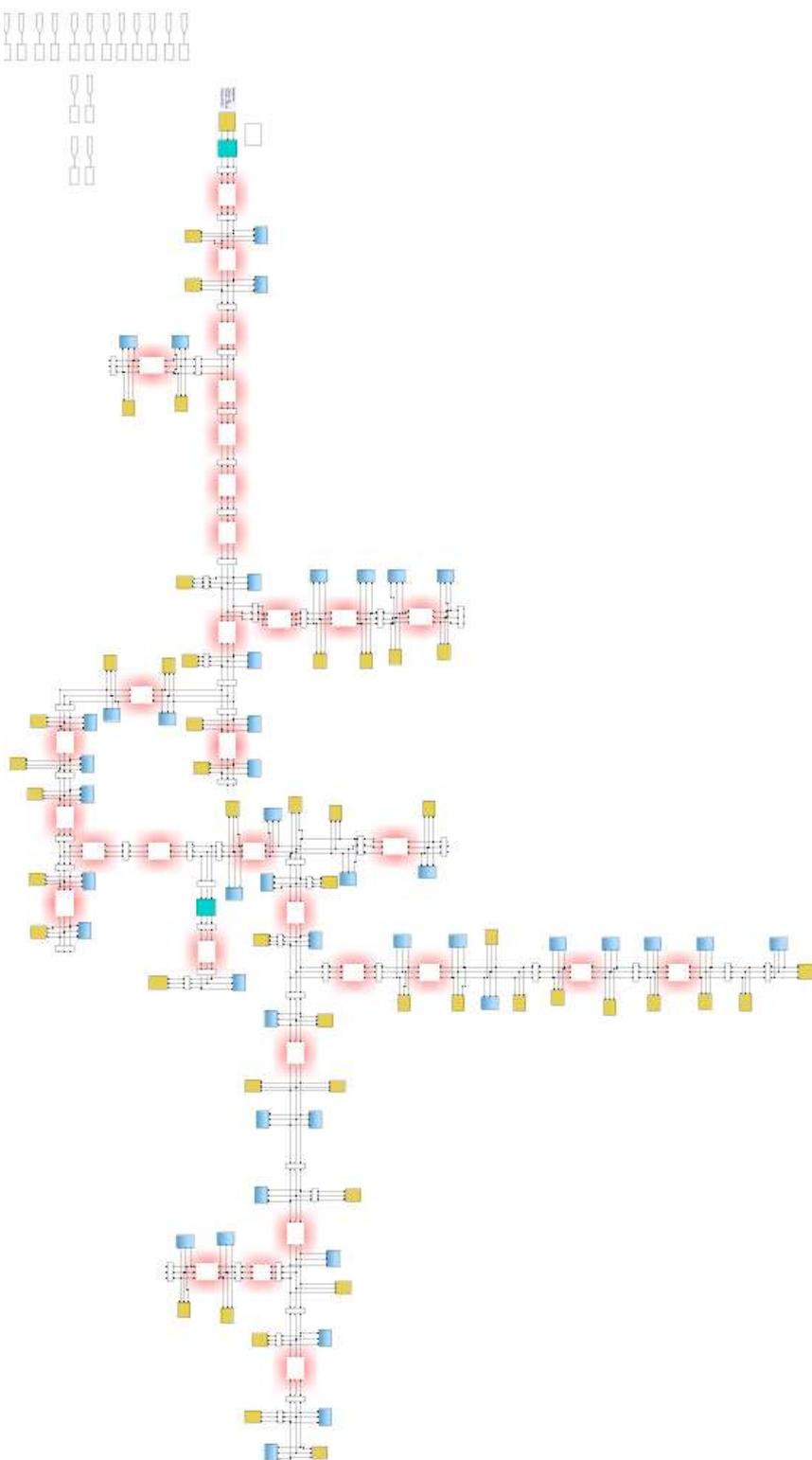
Tabela 2 - Configuração de linha aérea do alimentador IEEE A34N

<b>Configuração</b>	<b>Faseamento</b>	<b>Condutor B A C</b>	<b>Condutor Neutro</b>
300	B A C N	1/0, 1/0, 1/0	1/0

Fonte: [27]

Assim como no A13N, os reguladores de tensão presentes entre as barras 814-850 e 832-852 foram removidos, devido a inserção da geração distribuída. A Figura 10 ilustra a configuração adaptada do alimentador A34N utilizada nas simulações no Simulink®.

Figura 10 - Diagrama trifilar adaptado do alimentador IEEE A34N



Fonte: elaborado pela autora.

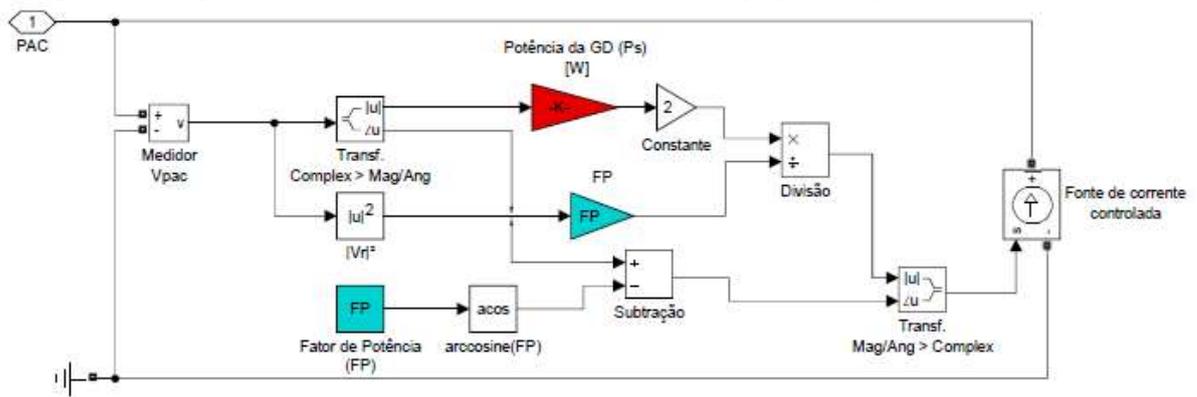
### 3.2 Geração distribuída fotovoltaica

A escolha do modelo de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) é importante para a realização das simulações em alimentadores, visto que se deve utilizar o menor esforço computacional, garantindo a precisão nos resultados. Segundo [29], é possível definir um sistema global com boas aproximações para cada componente do sistema fotovoltaico, capaz de interagir com a análise de fluxo de potência de maneira a alcançar um estado estável de operação em regime permanente, além de utilizar de pequenos tempos de simulação.

Nesse trabalho foi utilizado o modelo reduzido proposto em [29], capaz de representar todo o sistema fotovoltaico a nível de fluxo de potência com boa precisão, simplicidade e rapidez, chegando a ser quase 120 vezes mais rápido do que o modelo tradicional de sistema fotovoltaico presente no MATLAB®/Simulink®. A Figura 11 ilustra o diagrama de blocos do modelo, no qual os blocos coloridos representam as entradas necessárias para o modelo, fator de potência, em verde, e a potência de saída desejada para a GDFV, em vermelho.

Devido a simplicidade do modelo, sua aplicação é recomendada para simulações com elevados níveis de penetração de geração distribuída, como as realizadas nesse trabalho.

Figura 11 - Diagrama de blocos do modelo de GDFV monofásico proposto implementado no Simulink®



Fonte: [29]

### 3.3 Simulações

Para analisar e quantificar o efeito que a elevada penetração de GDFV pode ter na estabilidade de tensão de sistemas elétricos, diversos cenários foram simulados envolvendo os alimentadores A13N e A34N equilibrados.

Em sistemas equilibrados, propor um ranking das barras, variando da mais instável para a mais estável é importante para melhorar os níveis de estabilidade de tensão de todo o alimentador, já que o melhor local para conectar geração distribuída ou sistemas de compensação de reativos são as barras mais instáveis [26].

Face ao exposto, no alimentador A13N foi conectada uma geração distribuída na barra 675, que, de acordo com o ranking proposto em [26], é considerada a barra trifásica mais instável do alimentador original. O valor da potência da GDFV conectada variou de 100 a 600% do valor da potência ativa da carga conectada na barra 675. Além disso, a potência da carga na barra 675 também foi aumentada para cinco, dez e até vinte vezes o seu valor nominal, mantendo sempre o fator de potência unitário. A cada variação da potência da carga e da potência da GDFV, um novo fluxo de potência era simulado, calculando os respectivos valores de tensão para todas as barras do alimentador.

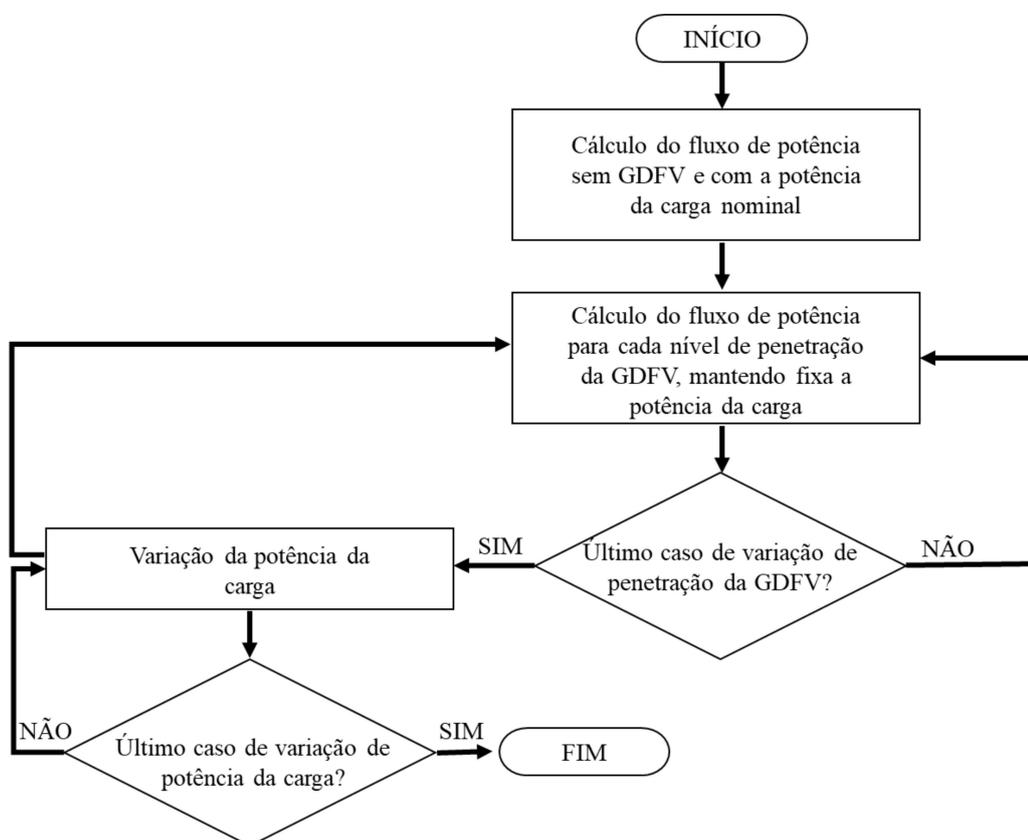
Na sequência, para avaliar qual o impacto na estabilidade de tensão caso todas as barras possuíssem GDFV, foram conectadas gerações distribuídas em todas as barras simultaneamente com o valor da potência de geração igual ao valor da potência da carga. Devido a limitação do cálculo de fluxo de potência por meio do Simulink®, nesse caso, variou-se a penetração da GDFV somente de 100 a 400%. A potência da carga do alimentador também foi aumentada em até o triplo do valor nominal, mantendo o fator de potência unitário. Para cada variação da potência total do alimentador e da penetração da GDFV, um novo fluxo de potência era simulado, calculando os respectivos valores de tensão para todas as barras do alimentador.

Semelhante ao alimentador A13N, as mesmas simulações foram feitas no A34N. No entanto, a barra mais instável desse sistema é a 890 [31], logo a GDFV foi inicialmente conectada nela e, na sequência, outra simulação foi realizada com todas as barras do alimentador associadas as suas respectivas gerações distribuídas. Nesse caso, a limitação do cálculo de fluxo de potência do Simulink® só permitiu que os níveis de penetração fossem até 400% quando conectada a

GDFV exclusivamente na barra 890 e até 300% quando todas as barras possuíam geração distribuída. Na Figura 12, é apresentado um fluxograma que resume a sequência das simulações.

Os limites de variação da potência da GDFV e da carga em ambos os alimentadores estudados foram estabelecidos na tentativa de extrapolar cenários reais e desconsiderando quaisquer outras variáveis que pudessem limitar os cenários analisados.

Figura 12 - Fluxograma da sequência das simulações



Fonte: elaborado pela autora.

Conforme dito anteriormente, a estabilidade de tensão foi mensurada por meio do cálculo do índice  $V/V_0$ , sendo que  $V$  é o valor de tensão obtido pela resolução do fluxo de potência para o cenário analisado, e a tensão  $V_0$ , um valor base para a tensão considerando a resolução do fluxo de potência para o alimentador sem nenhuma carga conectada. Diante disso, é possível

detectar a barra mais instável do sistema com facilidade, já que ela terá o menor valor do índice  $V/V_0$ .

Para cada nível de penetração da geração distribuída e variação da potência da carga, em ambos os alimentadores, era calculado um novo valor do índice  $V/V_0$  para todas as barras dos alimentadores estudados, de forma que a estabilidade de tensão era avaliada simultaneamente em todo o sistema A13N e A34N.

Em posse dos resultados do índice para cada nível de penetração, para ambos os alimentadores, foi elaborado um ranking de estabilidade de tensão que permitiu identificar o efeito do aumento da penetração da geração distribuída em todo o sistema. À medida que a penetração da GDFV aumentava, o ranking categorizava as barras de acordo com os valores do índice  $V/V_0$ . Desta forma, foi possível identificar se os barramentos estavam se tornando mais ou menos estáveis à proporção que a penetração da GDFV aumentava.

Após a avaliação da estabilidade de tensão nos sistemas equilibrados, as simulações supramencionadas foram realizadas com o alimentador A13N em sua configuração original, ou seja, desequilibrado. Além do mais, com o intuito de comparar os métodos de avaliação da estabilidade de tensão, foram geradas curvas PV para a fase A da barra 675 quando a GDFV estava conectada na própria barra 675 e, também, quando todas as barras foram conectadas à geração distribuída.

As curvas PV foram geradas variando a potência na barra 675 de 1 a 20 vezes o seu valor nominal e calculando fluxo de potência a cada variação da potência da carga. Desta forma, eram obtidos os valores de tensão a cada aumento da potência da carga. Foram geradas as curvas somente para a barra 675, considerando o cenário de 100 a 600% de penetração de GDFV na barra 675 e 100 a 400% de penetração de GDFV em todas as barras simultaneamente.

Outro ponto avaliado foi se a localização da geração distribuída era capaz de influenciar os níveis de estabilidade de tensão do alimentador. Para isso, foram conectadas individualmente GDFV's a 100% de penetração, em cada uma das barras com carga do alimentador A13N original e calculado o índice  $V/V_0$  para todas as barras. Na sequência, esse valor do índice  $V/V_0$  era comparado com o valor do índice para as barras sem nenhuma geração conectada. Com isso, foi possível averiguar se o índice diminuía ou não com a inserção das respectivas GDFV.

## **4 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

A análise dos resultados obtidos nas simulações está focada em avaliar como a estabilidade de tensão varia nos alimentadores IEEE A13N e A34N com a inserção de geração distribuída fotovoltaica em diversos níveis de penetração. Para isso, o uso do índice  $V/V_o$  foi fundamental para visualizar o impacto da geração distribuída em todos os pontos do alimentador simultaneamente. Para aplicação do índice  $V/V_o$ , todos os sistemas utilizados nas simulações foram modificados de forma a tornarem-se trifásicos e com as cargas equilibradas entre as fases.

Para cada modelo de alimentador, serão apresentados dois cenários: inserção da geração distribuída na barra mais instável em diversos níveis de penetração e inserção da geração distribuída em todas as barras do alimentador simultaneamente e, em ambos os casos, ocorreu a variação da potência na carga.

Em todos os cenários foi estabelecido um ranking de estabilidade de tensão capaz de ilustrar como as barras do sistema foram impactadas com a inserção e aumento da penetração da geração distribuída, seja tornando-se mais estáveis ou instáveis.

Por fim, para complementar a análise feita nos alimentadores equilibrados, foram realizadas as mesmas simulações no alimentador IEEE A13N em sua configuração original, ou seja, desequilibrado, com o objetivo de comparar os resultados. Nesse caso, também foram geradas as curvas PV.

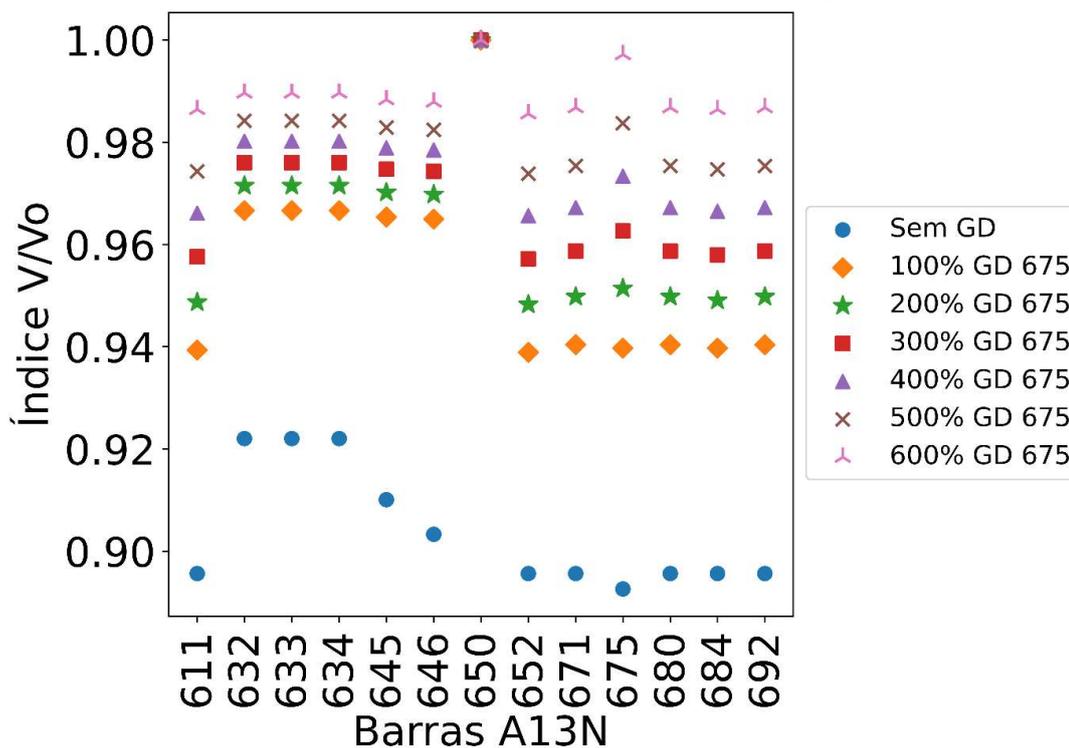
### **4.1 Alimentador IEEE 13 nós equilibrado**

#### **4.1.1 Inserção de geração distribuída na barra 675**

Nesse cenário, a geração distribuída fotovoltaica foi inserida somente na barra 675 do alimentador IEEE A13N, variando os níveis de penetração da geração de 100 a 600% do valor da potência nominal da carga conectada na barra 675.

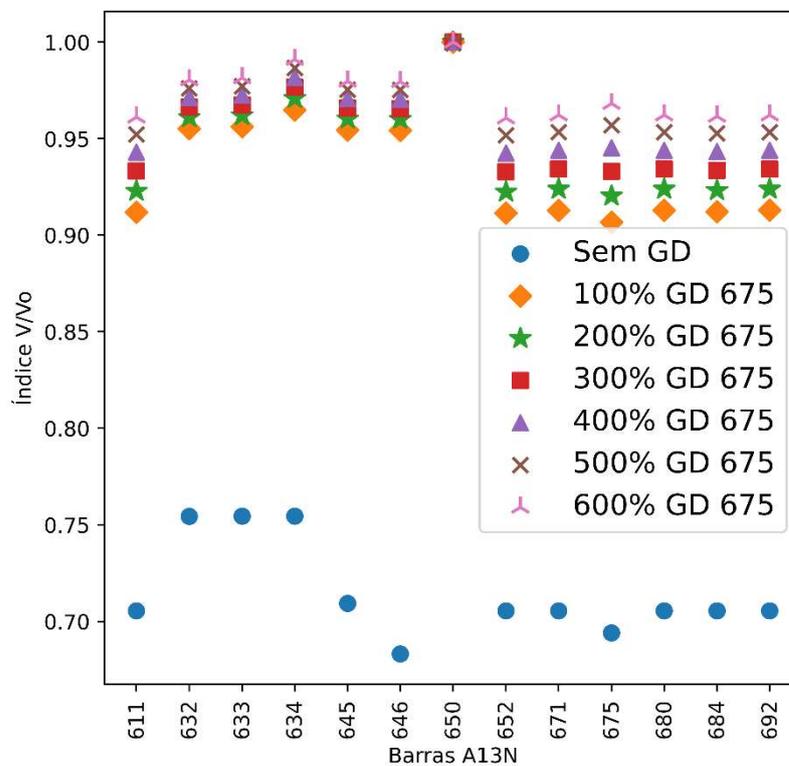
Também foi variado o valor da potência da carga da barra 675 e foi multiplicada por cinco, dez e vinte vezes o valor da potência nominal. Para cada nível de penetração da GD foi calculado o índice  $V/V_o$  e representado nas Figuras 13, 14, 15 e 16.

Figura 13 - Gráfico do índice V/Vo para a potência nominal da carga na barra 675



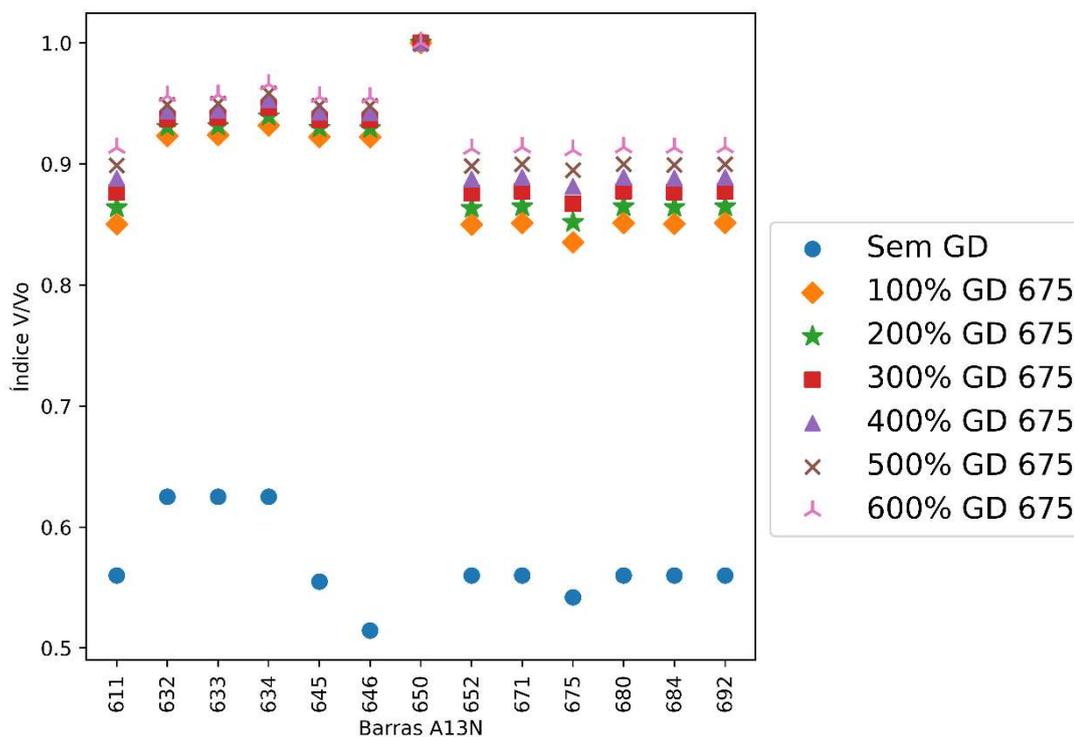
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 14 - Gráfico V/Vo considerando a carga na barra 675 com potência cinco vezes maior do que a nominal



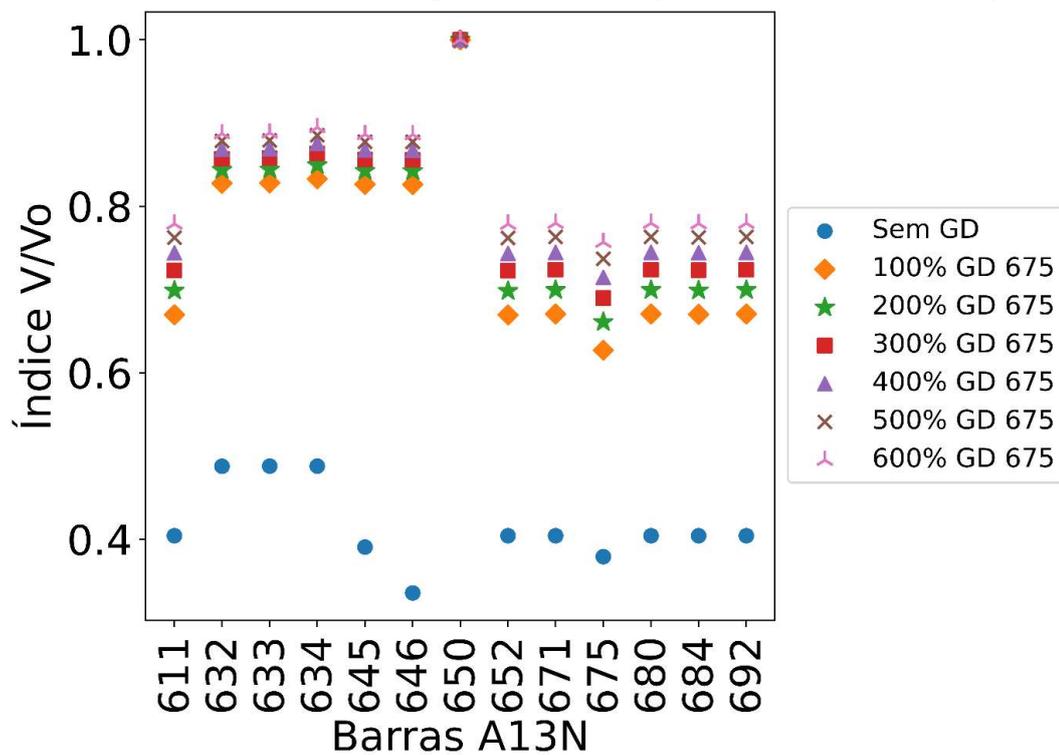
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 15 - Gráfico V/Vo considerando a carga na barra 675 com potência dez vezes maior do que a nominal



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 16 - Gráfico V/Vo considerando a carga na barra 675 com potência vinte vezes maior do que a nominal



Fonte: elaborado pela autora.

De acordo com as Figuras 13, 14, 15 e 16, a inserção e o aumento da penetração da geração distribuída fotovoltaica na barra 675 é capaz de influenciar os níveis de estabilidade de tensão em todas as barras do alimentador, assim como o aumento da potência da carga.

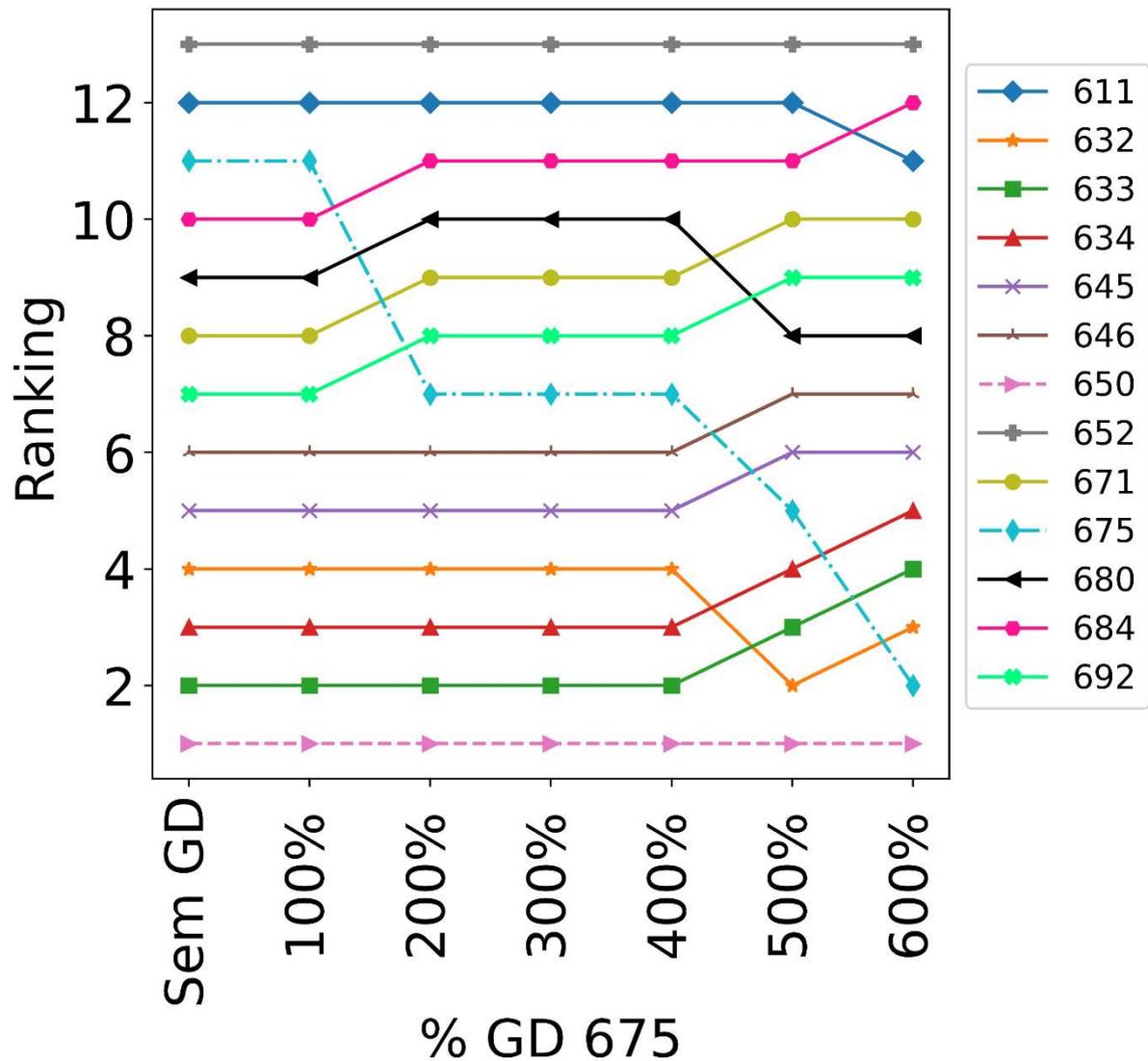
Nesse caso, o valor do índice  $V/V_0$  é diretamente proporcional aos níveis de penetração da GD, logo, todas as barras do alimentador apresentam um ganho na estabilidade com o aumento da penetração. Porém, nota-se que as barras 632, 633, 634, 645 e 646 sofrem uma variação menor no índice quando comparadas as demais barras do sistema. Na configuração do alimentador, estas barras estão mais próximas a subestação e, conseqüentemente, mais distantes da barra 675. Além disso, conforme a potência da carga aumenta, o valor do índice  $V/V_0$  diminui em todas as barras, mesmo para cenários com elevados níveis de penetração da GD. Nota-se também que o maior ganho na estabilidade de tensão dá-se quando a geração distribuída é conectada com a potência de geração igual à potência da carga, a partir de 200% de penetração, há uma melhora menos significativa na estabilidade de tensão.

O impacto da geração distribuída no alimentador também pode ser observado no gráfico da Figura 17. No eixo y do gráfico, é representada a colocação do ranking, variando de acordo com o número de barras do alimentador. A barra mais estável do alimentador encontra-se no primeiro lugar do ranking e a menos estável no último, que nesse caso, será o décimo terceiro lugar. No eixo x do gráfico, é representada a variação da penetração da GDFV na barra 675, no qual cada nível um novo ranking é calculado.

Percebe-se que a barra da subestação (650) permanece como a mais estável do sistema, independentemente da conexão e do aumento da potência da geração distribuída. A barra mais impactada pela GD é justamente a que está conectada a ela (675), que migra do décimo primeiro lugar para o segundo lugar quando a geração distribuída atinge 600% de penetração.

Nesse cenário, alterações significativas no ranking de estabilidade de tensão acontecem somente a partir dos 400% de penetração da GD.

Figura 17 - Ranking de estabilidade de tensão do alimentador IEEE A13N



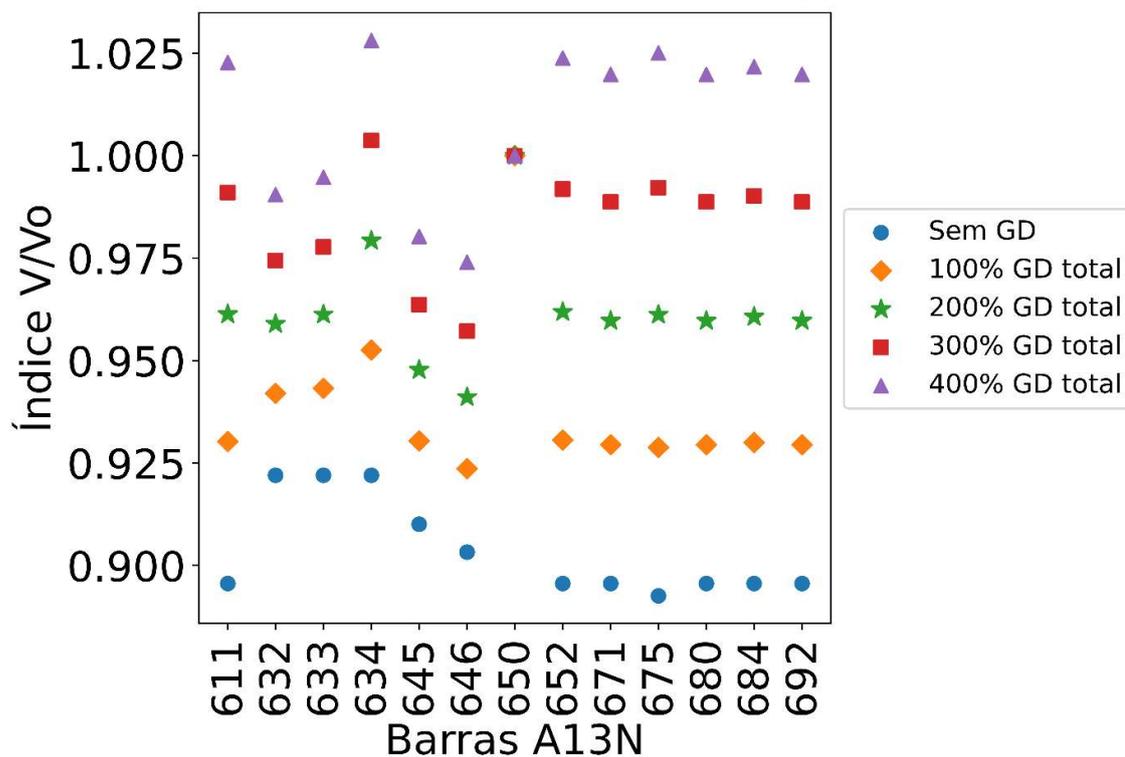
Fonte: elaborada pela autora.

#### 4.1.2 Inserção de geração distribuída em todas as barras do alimentador IEEE A13N

Nesse caso, todas as barras do alimentador IEEE A13N foram conectadas as gerações distribuídas fotovoltaicas com a potência de geração igual a potência da carga e tiveram os níveis de penetração variando de 100 a 400%. Por sua vez, para todos os níveis de penetração, aumentou-se a potência da carga do alimentador para dobro e triplo do valor nominal.

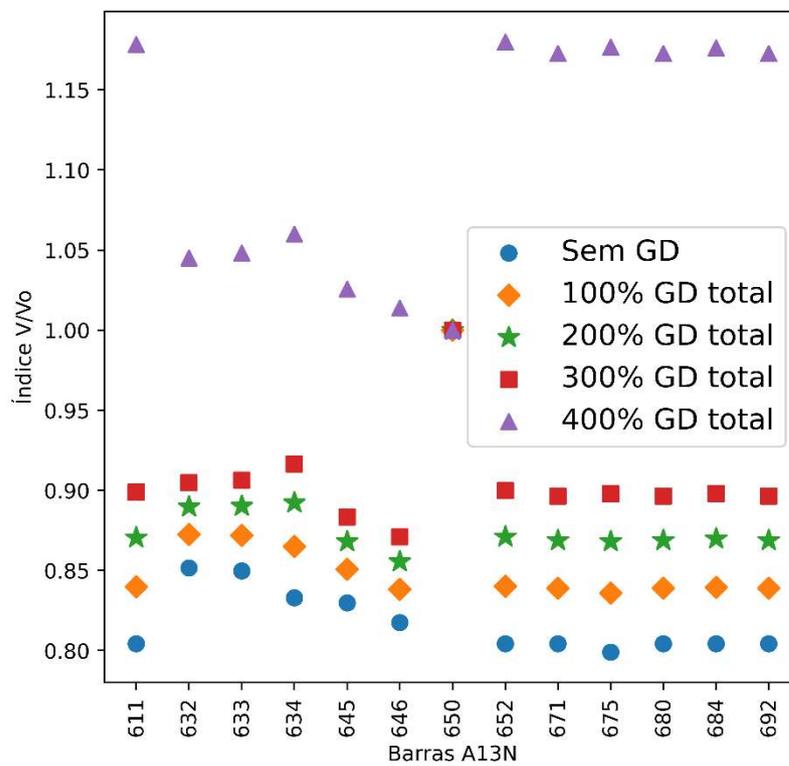
Nas Figuras 18, 19 e 20 é ilustrado o gráfico do índice  $V/V_0$  indicando o comportamento da estabilidade de tensão no alimentador para esses cenários.

Figura 18 - Gráfico do índice V/Vo para a potência nominal da carga do alimentador A13N



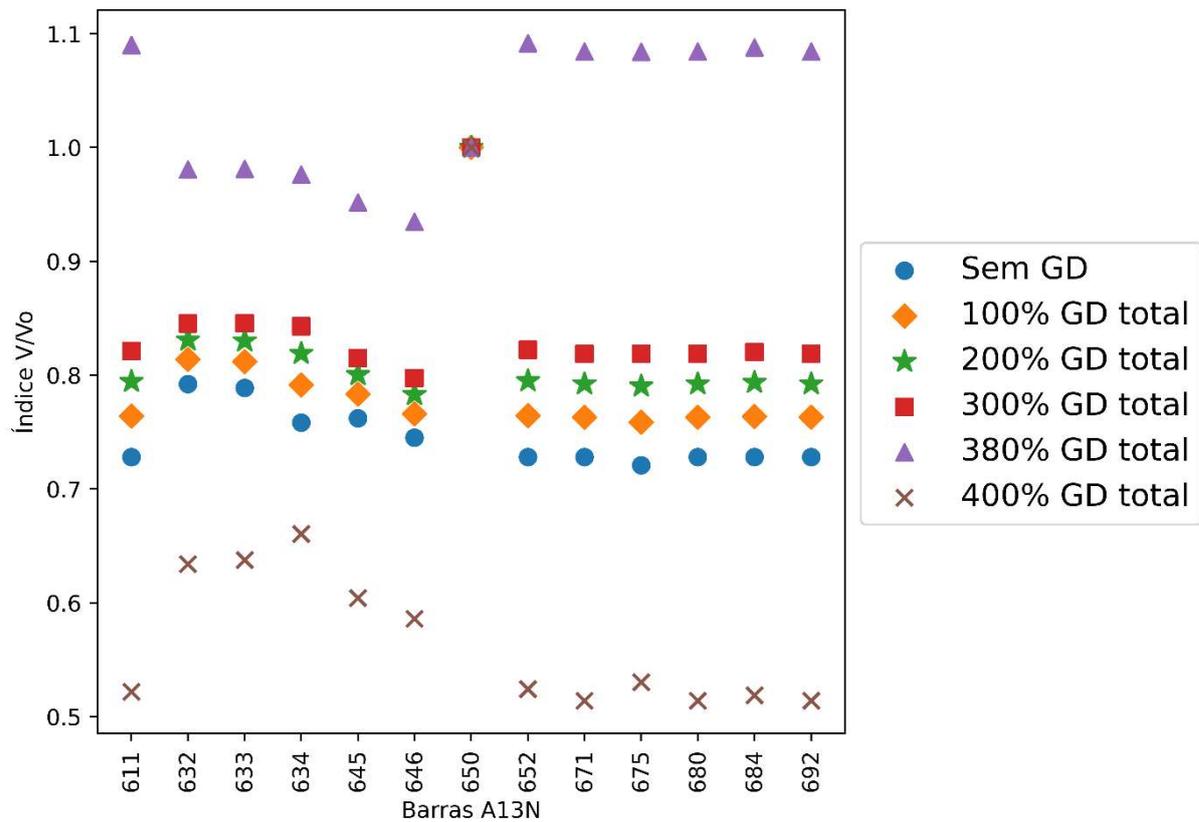
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 19 - Gráfico do índice V/Vo para o dobro da potência nominal da carga do alimentador A13N



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 20 - Gráfico do índice V/Vo para o triplo da potência nominal da carga do alimentador A13N



Fonte: elaborado pela autora.

O comportamento da estabilidade de tensão é similar quando a GD está conectada somente na barra 675, ou seja, existe um ganho na estabilidade de tensão em todo o alimentador, sendo esse menos expressivo nas barras mais próximas à subestação (632, 633, 634, 645 e 646) e proporcional a penetração da geração distribuída.

No entanto, quando a potência da carga do alimentador é o triplo do nominal, o limite de penetração de GD sem causar instabilidade de tensão é 380%. A partir de 400% todas as barras apresentam o valor do índice V/Vo inferior ao valor obtido para o alimentador sem nenhuma GD.

Outro ponto a ser observado são os valores do índice V/Vo para as fases A, B e C. Em todos os gráficos gerados, foi utilizado o valor do índice somente da fase A, mas, de qualquer maneira, em todos os cenários, os valores para todas as fases são bem próximos. Exceto quando ocorreu a instabilidade de tensão em altos níveis de penetração, ilustrado na Figura 20. Nessa situação, o valor do índice V/Vo para a fase A é consideravelmente menor do que nas fases B e C, conforme descrito na Tabela 3.

Tabela 3 - Índice V/Vo para as fases A, B e C do alimentador IEEE13 nós equilibrado

<b>Barras IEEE 13 nós</b>	<b>Índice V/Vo</b>		
	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>
650	1	1	1
632	0,634011	0,920968	0,949145
633	0,637706	0,920553	0,952043
634	0,660419	0,921285	0,950664
645	0,604244	0,90173	0,920532
646	0,58599	0,891777	0,903686
671	0,513882	0,962949	1,025288
680	0,513882	0,962949	1,025288
684	0,518824	0,963613	1,0286
611	0,521809	0,963846	1,030554
652	0,524115	0,964764	1,032218
692	0,513882	0,962949	1,025288
675	0,530144	0,957819	1,024858

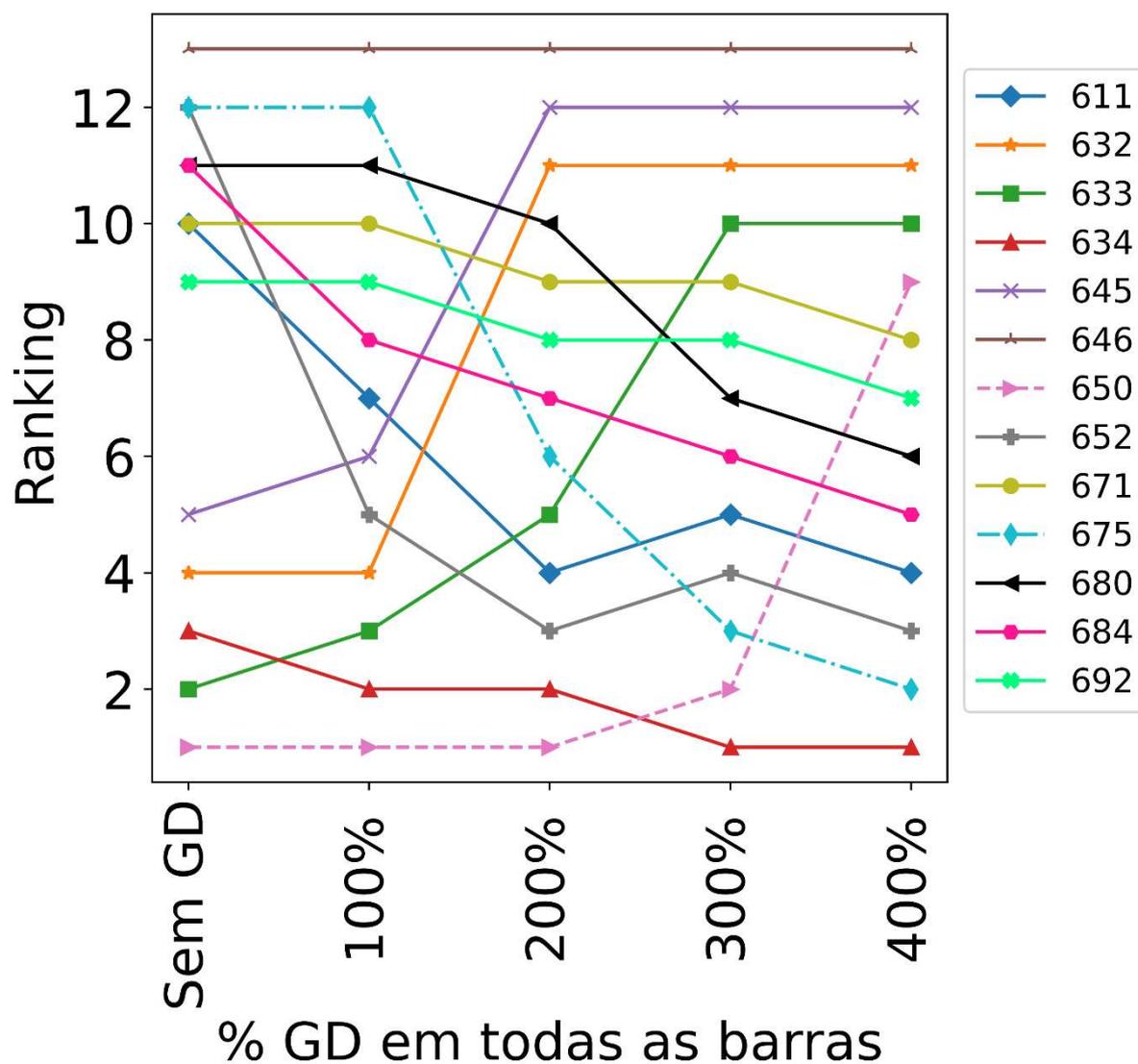
De acordo com [26], essa diferença entre fases é comum em sistemas desequilibrados, no entanto, isso também ocorreu para o sistema equilibrado quando exposto a altos níveis de penetração de geração distribuída.

Identifica-se também uma melhora nos níveis de estabilidade de tensão mais significativa quando a potência no alimentador é nominal. No caso que a potência da carga é o dobro, o impacto da GD é menor, porém, quando atinge 400% de penetração é capaz de causar uma sobretensão em todo o alimentador.

Na Figura 21 percebe-se que quando há GDs conectadas em todas as barras existe uma variação maior no ranking de estabilidade. A barra 675 continua sendo a mais beneficiada pela presença da GD e o índice V/Vo da barra mais próxima da subestação (650) cai consideravelmente quando o nível de penetração da geração distribuída atinge 400%.

Além disso, a partir de 200% as barras próximas a subestação começam a cair no ranking e as mais distantes apresentam os maiores índices de estabilidade do alimentador.

Figura 21 - Ranking do alimentador A13N com todas as gerações distribuídas conectadas



Fonte: elaborado pela autora.

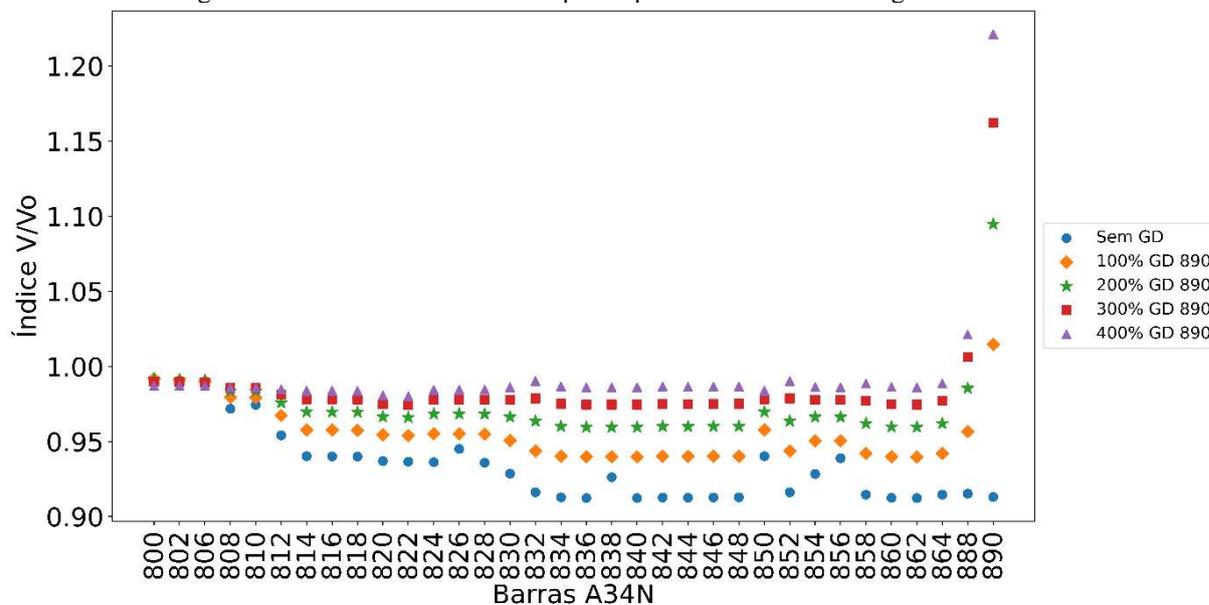
## 4.2 Alimentador IEEE 34 nós equilibrado

### 4.2.1 Inserção de geração distribuída na barra 890

Nesse cenário, a geração distribuída fotovoltaica foi inserida somente na barra 890 do alimentador IEEE34, variando os níveis de penetração de 100 a 400% do valor da potência nominal da carga conectada na barra 890.

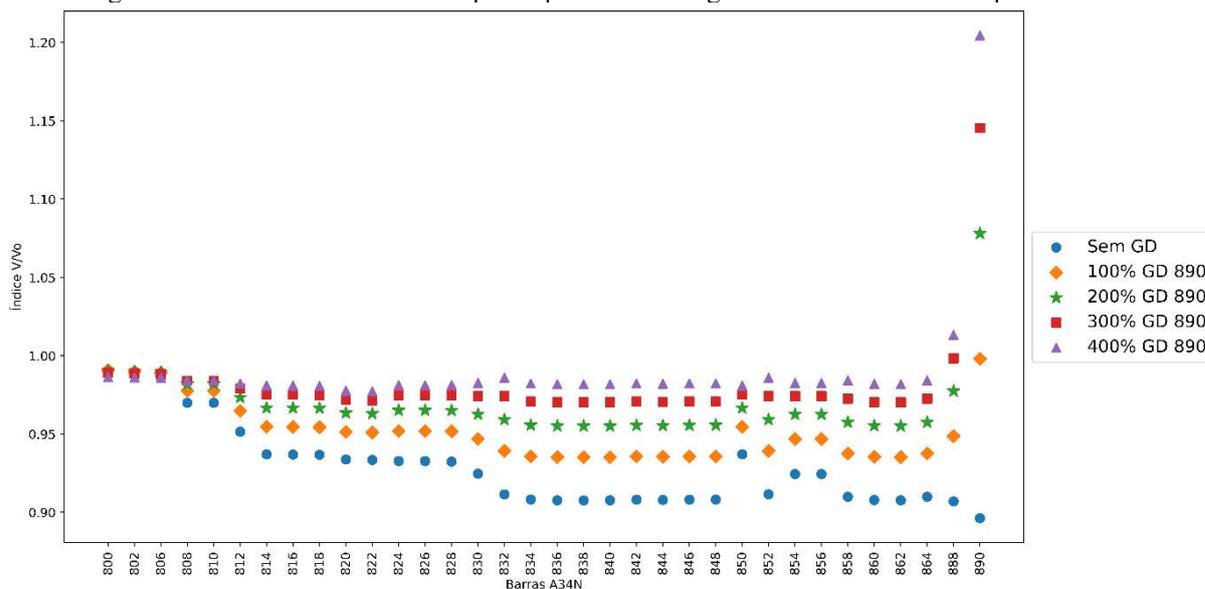
Também foi variado o valor da potência da carga da barra 890, essa por sua vez, foi multiplicada por cinco, dez e vinte vezes o valor da potência nominal. Para cada nível de penetração da GD e potência da carga foi calculado o índice  $V/V_0$  e representado nas figuras 22, 23, 24 e 25.

Figura 22 - Gráfico do índice  $V/V_0$  para a potência nominal da carga na barra 890



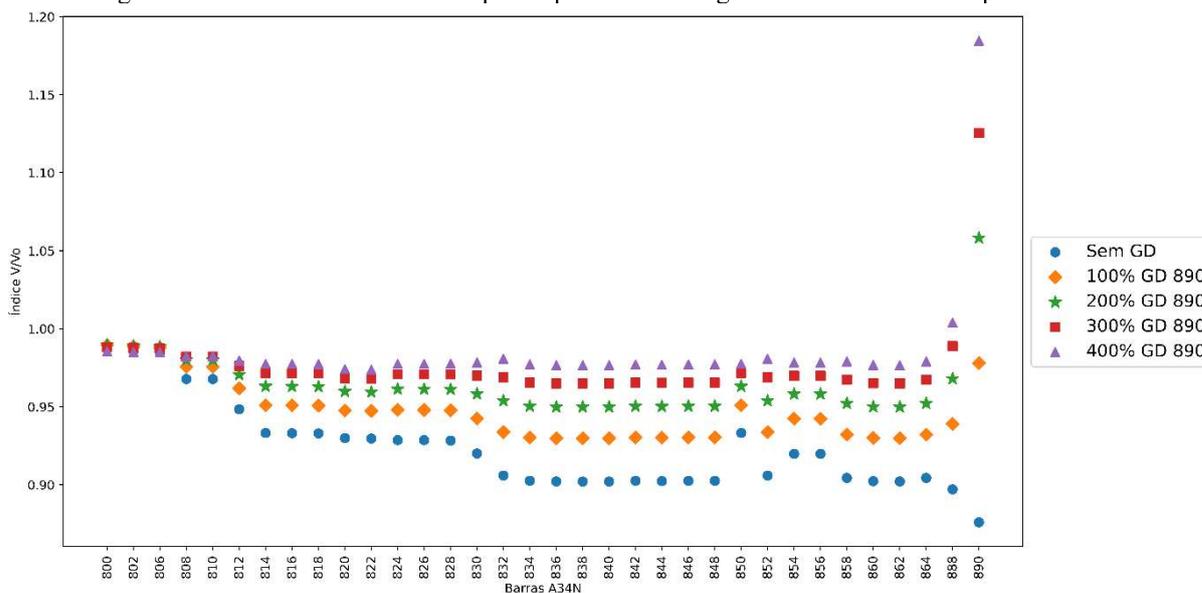
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 23 - Gráfico do índice  $V/V_0$  para a potência da carga 890 cinco vezes maior que a nominal



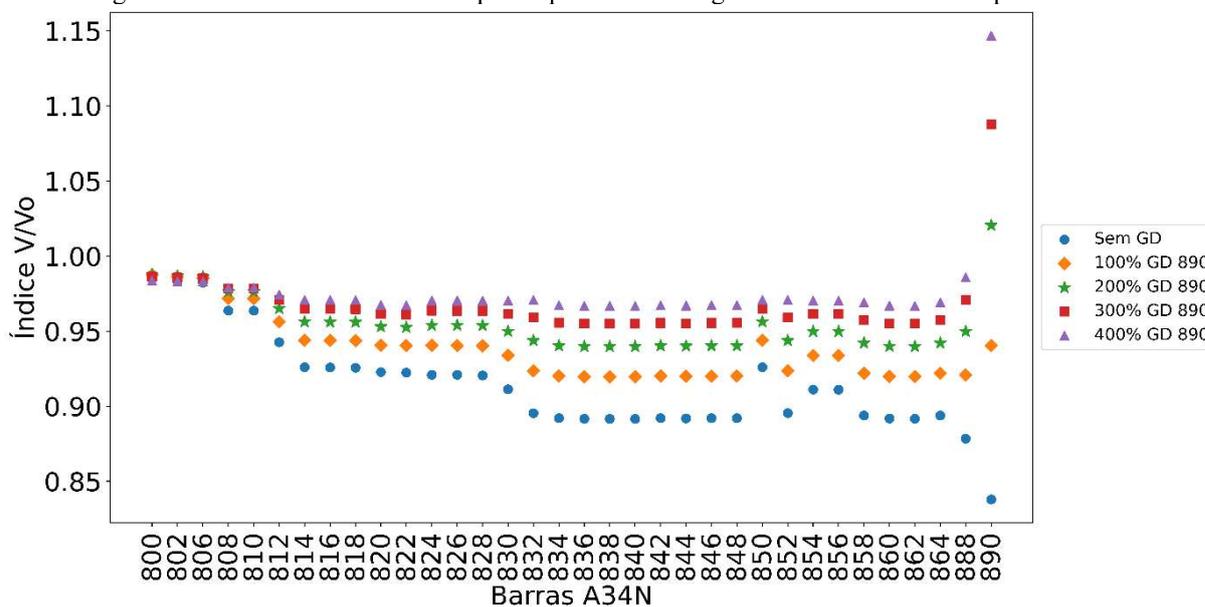
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 24 - Gráfico do índice V/Vo para a potência da carga 890 dez vezes maior que a nominal



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 25 - Gráfico do índice V/Vo para a potência da carga 890 vinte vezes maior que a nominal



Fonte: elaborado pela autora.

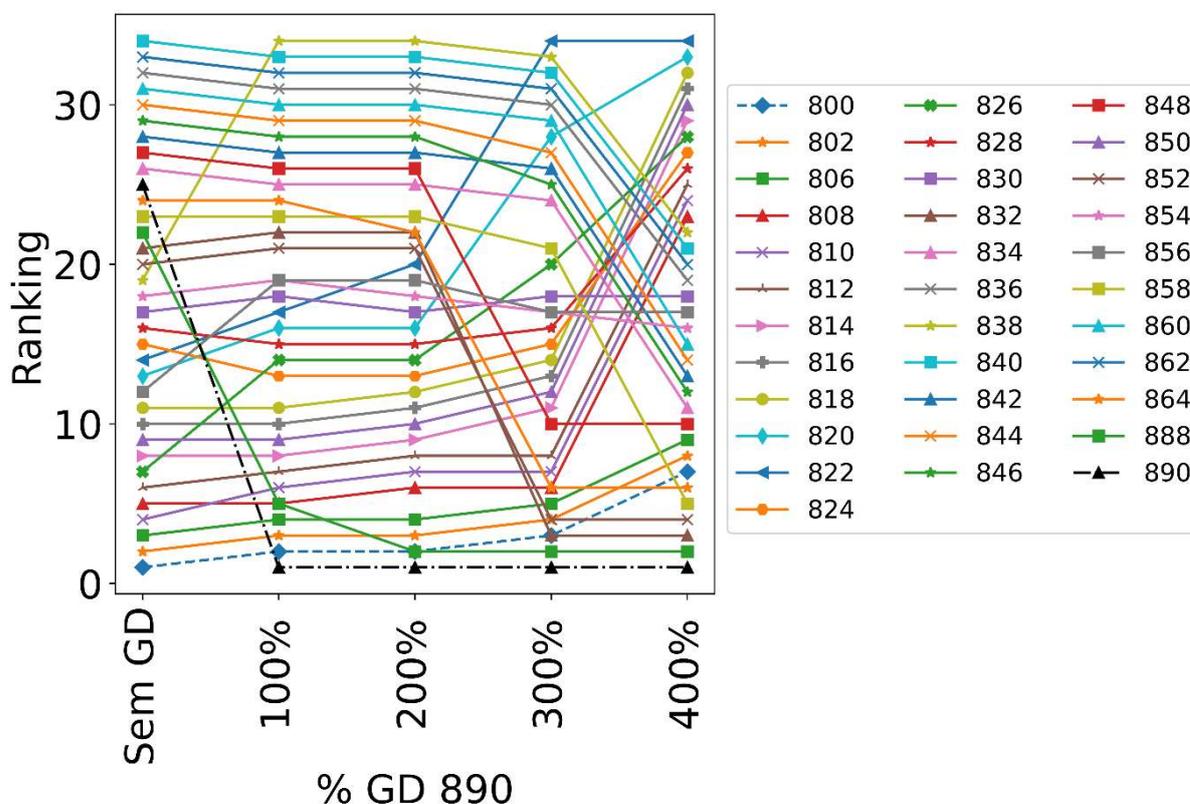
Conforme a configuração do alimentador, representada na Figura 9, percebe-se que o índice de estabilidade de tensão diminui conforme as barras ficam mais distantes da subestação do alimentador, porém, quando a geração distribuída é conectada, ocorre uma melhora do índice V/Vo em todas as barras do alimentador, mas principalmente, na barra 890 e 888.

Logo, quanto maior a penetração da GD na barra 890, melhor os níveis de estabilidade de tensão no alimentador inteiro. No entanto, acima de 200% de penetração da GD, o índice  $V/V_0$  ultrapassa o valor unitário para a barra 890, indicando sobretensão.

Esse comportamento é mantido mesmo com a variação da potência da carga na barra 890 em até vinte vezes o valor nominal. Além disso, somente a variação da potência da carga exclusivamente na barra 890, não tem um impacto significativo na estabilidade de tensão de todo alimentador.

O impacto da geração distribuída na barra 890 também pode ser visualizado no gráfico da Figura 26. Nota-se que a barra 890 migra do vigésimo quinto lugar para o primeiro lugar, ou seja, torna-se a barra mais estável do sistema quando a GDFV é conectada a ela com um nível de penetração de 100%. No geral, a variação no ranking de estabilidade de tensão do alimentador é maior quando os níveis de penetração atingem valores acima de 300%.

Figura 26 - Ranking do alimentador IEEE34 para vários níveis de penetração de GD na barra 890



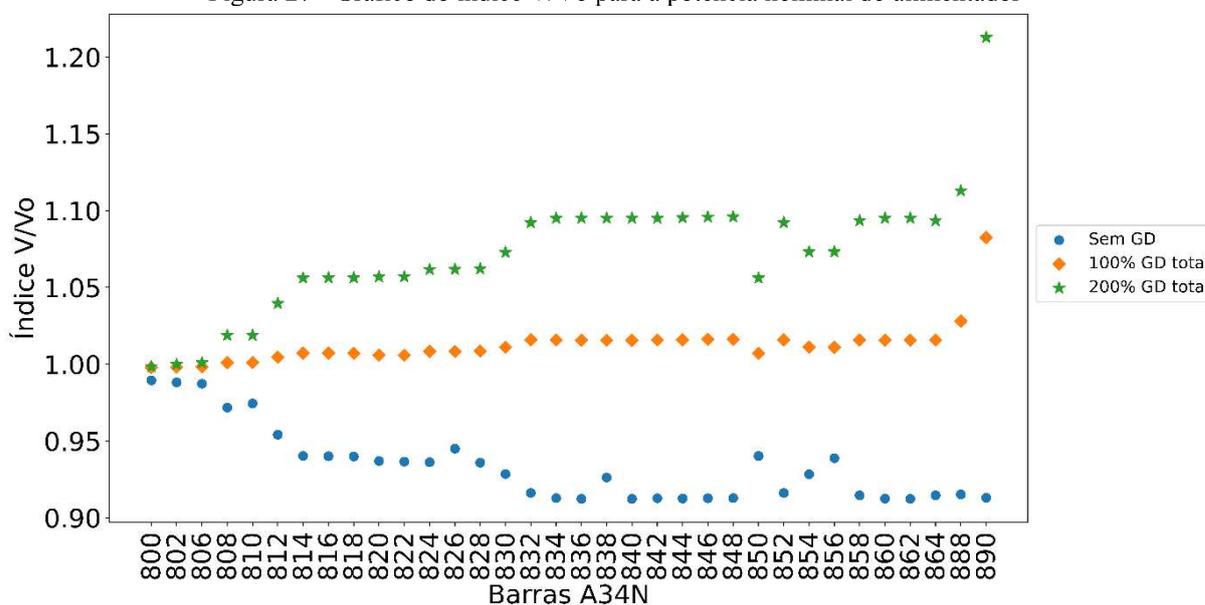
Fonte: elaborado pela autora.

#### 4.2.2 Inserção de geração distribuída em todas as barras do alimentador IEEE 34 nós

Nesse caso, as gerações distribuídas foram conectadas em todas as barras do alimentador IEEE A34N com a potência de geração igual a potência da carga e tiveram os níveis de penetração variando de 100% até, no máximo, 300% da potência da carga total do alimentador.

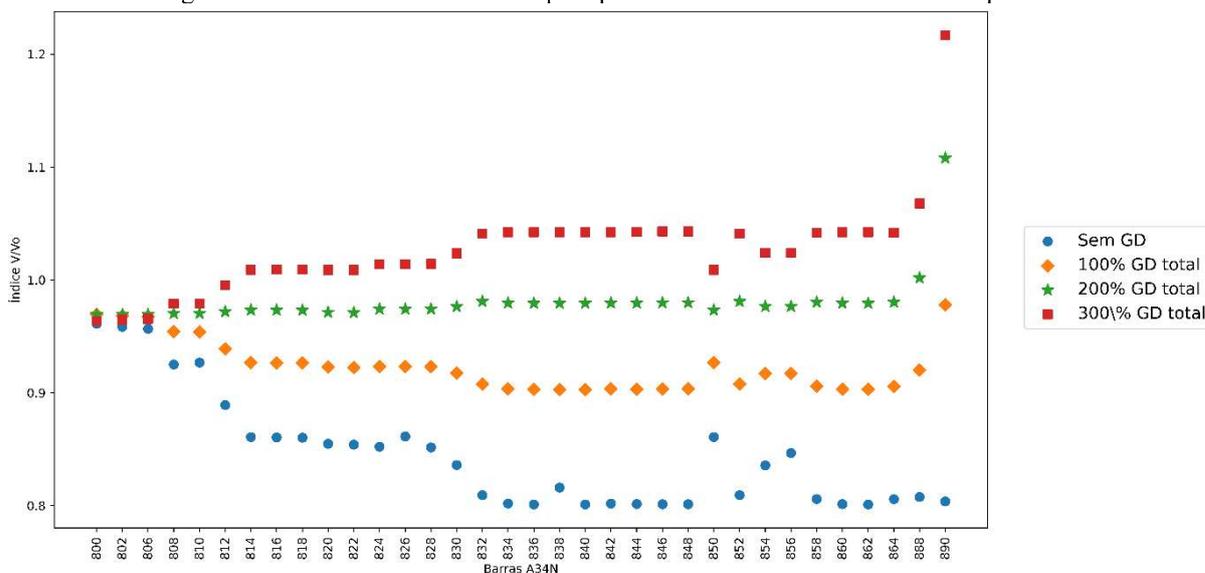
Também foi variado o valor da potência da carga do alimentador. Essa por sua vez foi multiplicada por duas e três vezes o valor da potência nominal. Para cada nível de penetração da GD e potência da carga foi calculado o índice  $V/V_0$  e representado nas Figuras 27, 28 e 29.

Figura 27 - Gráfico do índice  $V/V_0$  para a potência nominal do alimentador



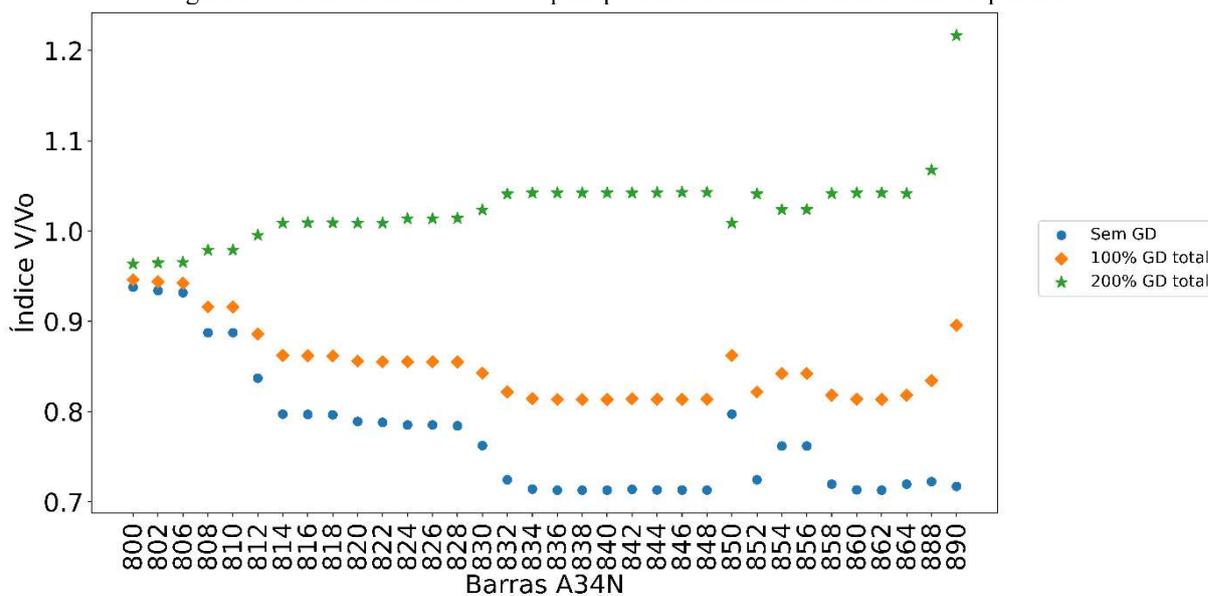
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 28 - Gráfico do índice V/Vo para potência nominal do alimentador duplicada



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 29 - Gráfico do índice V/Vo para potência nominal do alimentador triplicada



Fonte: elaborado pela autora.

Assim como no caso anterior, quando a GD é conectada em todos os nós, o valor do índice de estabilidade de tensão fica semelhante para todas as barras do alimentador, principalmente quando a potência da carga é nominal.

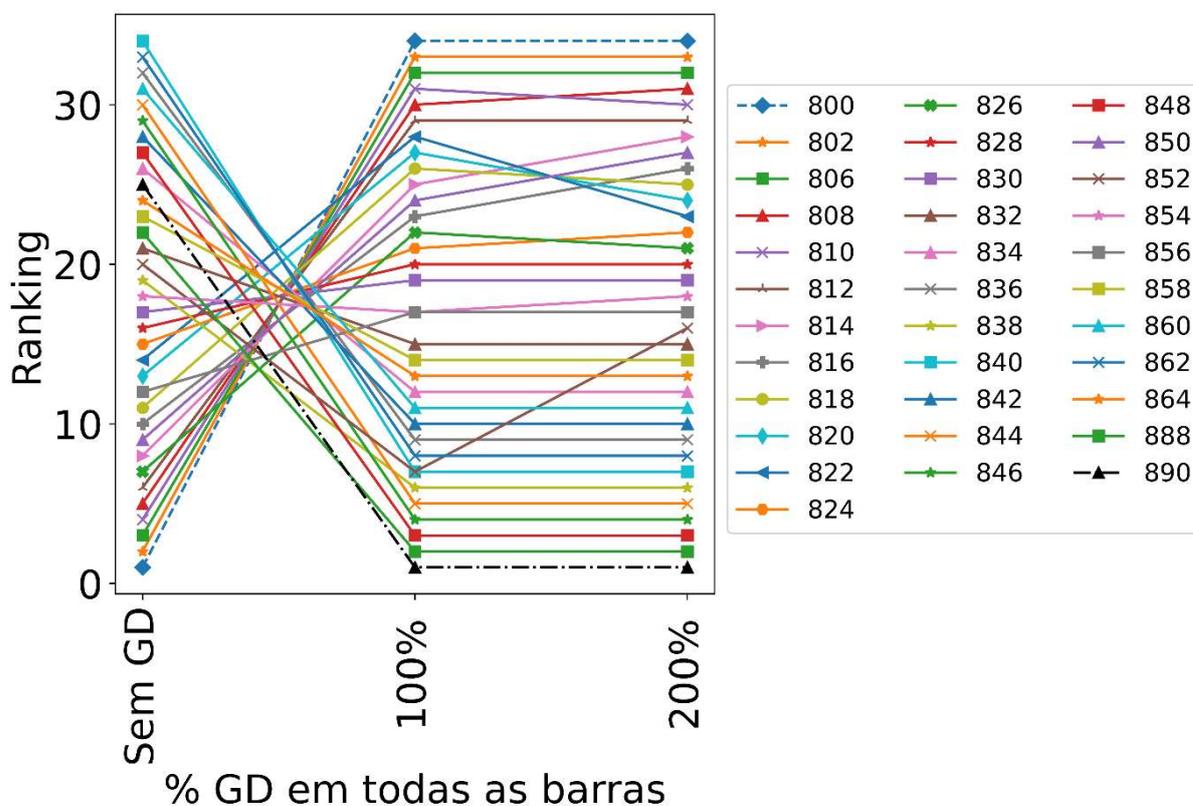
Em qualquer cenário, quando a penetração da GD é aumentada, as barras mais distantes da subestação (890 e 888) apresentam um impacto significativamente maior nos níveis de

estabilidade, inclusive assumindo valores do índice  $V/V_0$  acima do unitário, indicando a presença de sobretensão.

O índice  $V/V_0$  diminui consideravelmente com o aumento da potência da carga do alimentador, indicando instabilidade de tensão mesmo com a presença da geração distribuída. Nesse caso, o alimentador só alcança um nível aceitável de estabilidade quando a penetração da GD chega a 200%.

A análise do ranking da estabilidade de tensão, ilustrada na Figura 30, é capaz de mostrar como a conexão de geração distribuída pode alterar todo o perfil de tensão do alimentador. No momento que as GDs são conectadas em todas as barras, há uma inversão das barras mais instáveis com as mais estáveis. A barra conectada a subestação (800) torna-se a mais instável do alimentador e, a barra 890 torna-se a mais estável. Essa alteração no perfil do alimentador sofre poucas mudanças quando há um aumento da penetração para 200%.

Figura 30 - Ranking do alimentador IEEE34 para vários níveis de penetração de GD em todas as barras



Fonte: elaborado pela autora.

### 4.3 Alimentador IEEE 13 nós desequilibrado

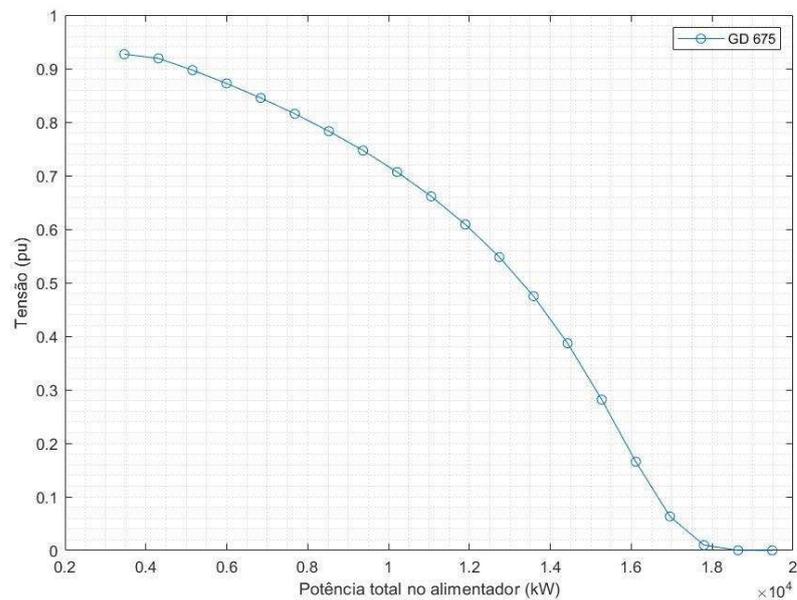
No intuito de complementar as análises anteriores, foram simulados os mesmos cenários do item 4.1, porém, o alimentador IEEE A13N foi mantido com a configuração original, ou seja, desequilibrado.

Para complementar a análise da estabilidade de tensão, nesse caso, também foram geradas as curvas PV da barra 675, considerando somente a fase A do sistema, já que essa fase apresenta o comportamento padrão de variação da tensão com o aumento da potência da carga [25].

#### 4.3.1 Inserção de geração distribuída na barra 675 do IEEE A13N desequilibrado

Primeiramente, obteve-se a curva PV para a barra 675 sem nenhuma geração distribuída conectada.

Figura 31 - Curva PV da barra 675 sem geração distribuída



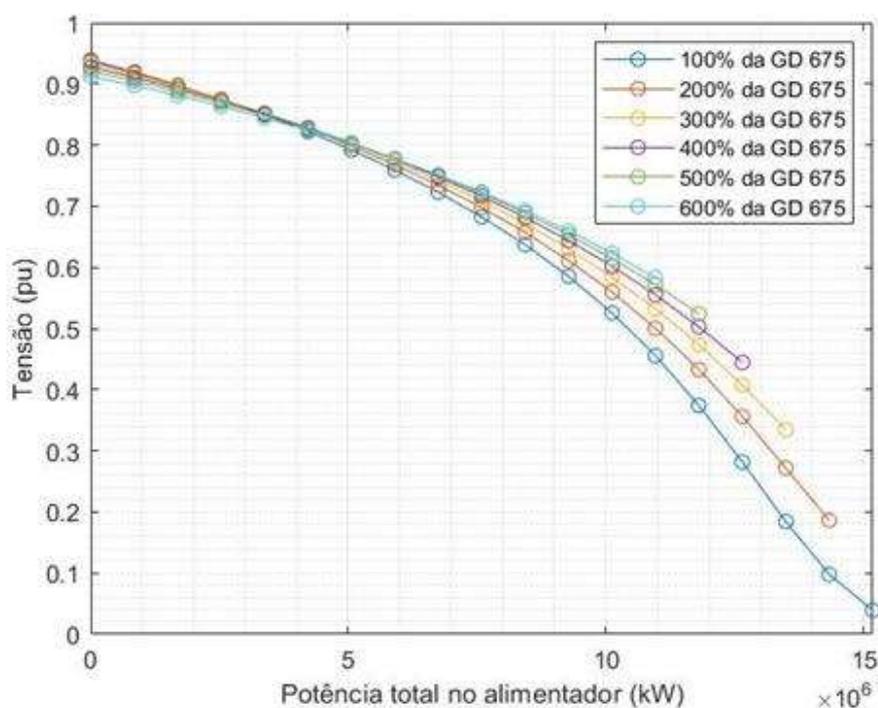
Fonte: elaborado pela autora.

Na Figura 31, a potência da carga na barra 675 foi variada de 1 a 20 vezes o seu valor, gerando a curva PV. Observa-se que o ponto de máxima transferência de potência, ocorre a níveis

inaceitáveis de tensão. De acordo com o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [31], o valor limite aceitável da tensão para períodos de tempo maiores que um minuto é 0,9 pu. Logo, para esse valor de tensão, a carga no alimentador pode atingir aproximadamente 7.500 kW.

Em seguida, foi inserida a geração distribuída na própria barra 675, variando os níveis de penetração da GD e a potência na carga da barra 675, conforme apresentado na Figura 32.

Figura 32 - Curvas PV da barra 675 para diferentes níveis de penetração de GD



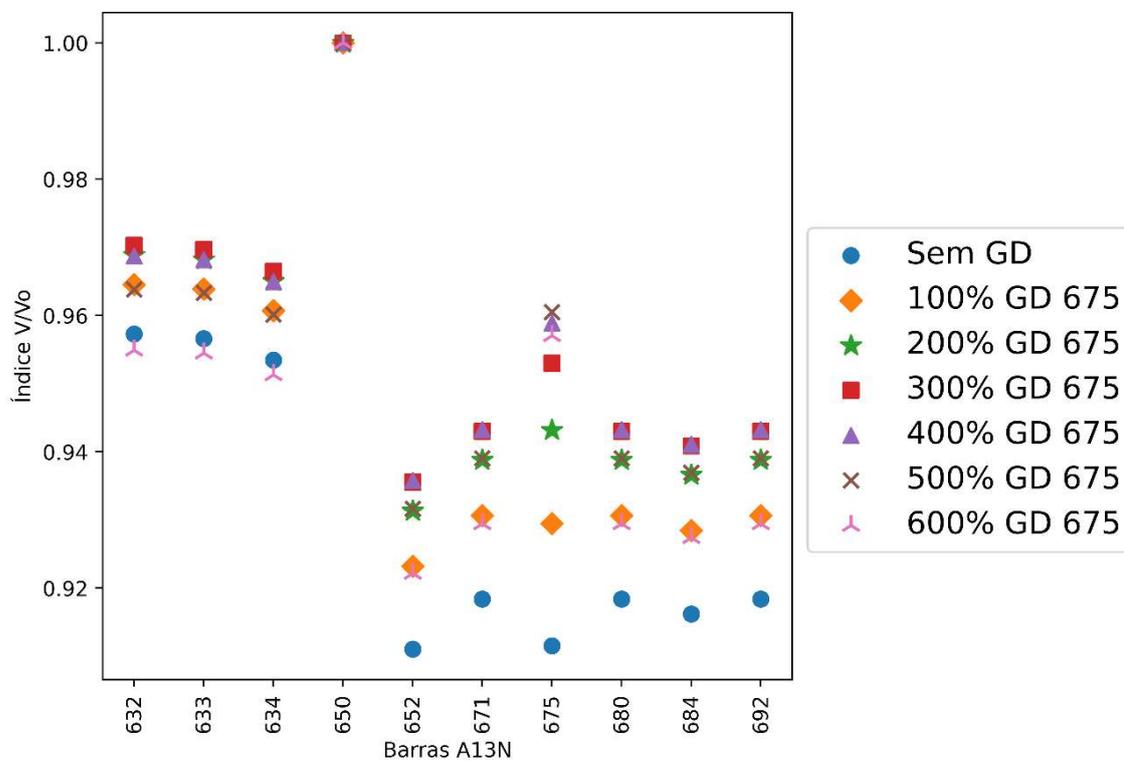
Fonte: elaborado pela autora.

A potência da geração distribuída variou de 100 a 600% do valor da potência da carga na barra 675, simulando diferentes cenários de penetração da GD. Houve uma melhora na margem de estabilidade de tensão e um aumento no valor da tensão crítica.

O cálculo do índice  $V/V_0$  foi realizado para os mesmos níveis de penetração de geração distribuída na barra 675, porém, foi adotado somente o valor da potência nominal da carga na barra 675 e, também o seu valor multiplicado por cinco, dez e vinte vezes. Além disso, assim

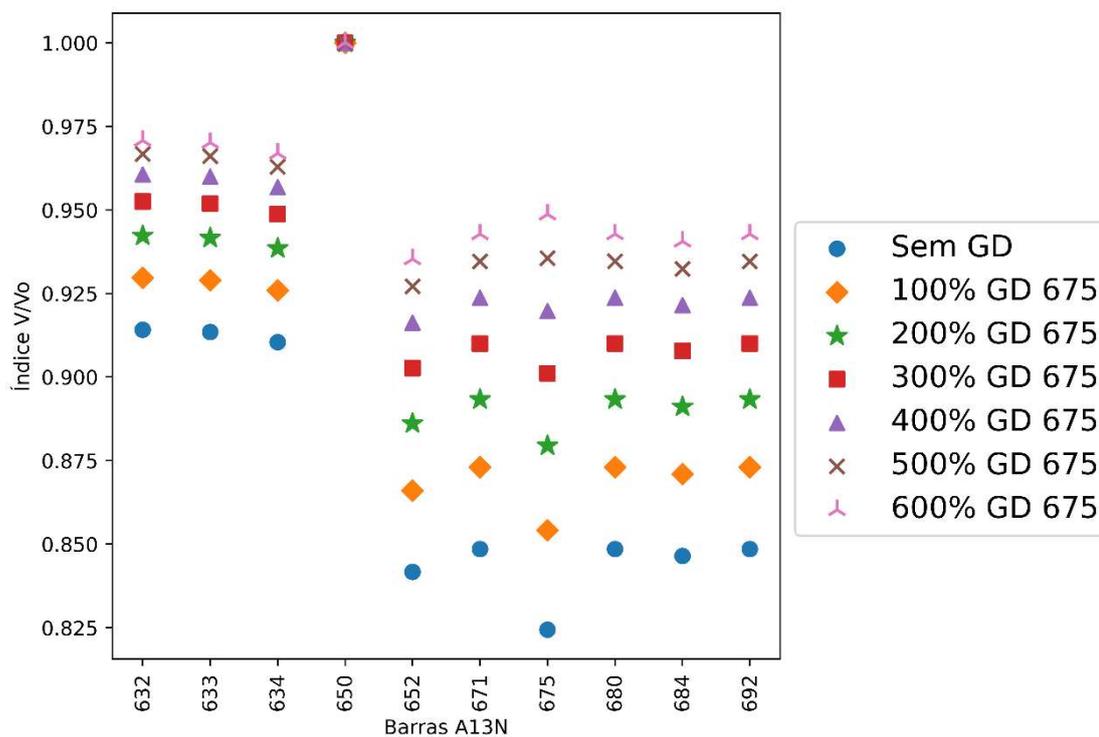
como na curva PV, foi representado o índice  $V/V_0$  apenas para a fase A. Logo, as barras 645, 646 e 611 não foram representadas nas Figuras 33, 34, 35, 36.

Figura 33 - Gráfico do índice  $V/V_0$  para a potência nominal do alimentador desequilibrado



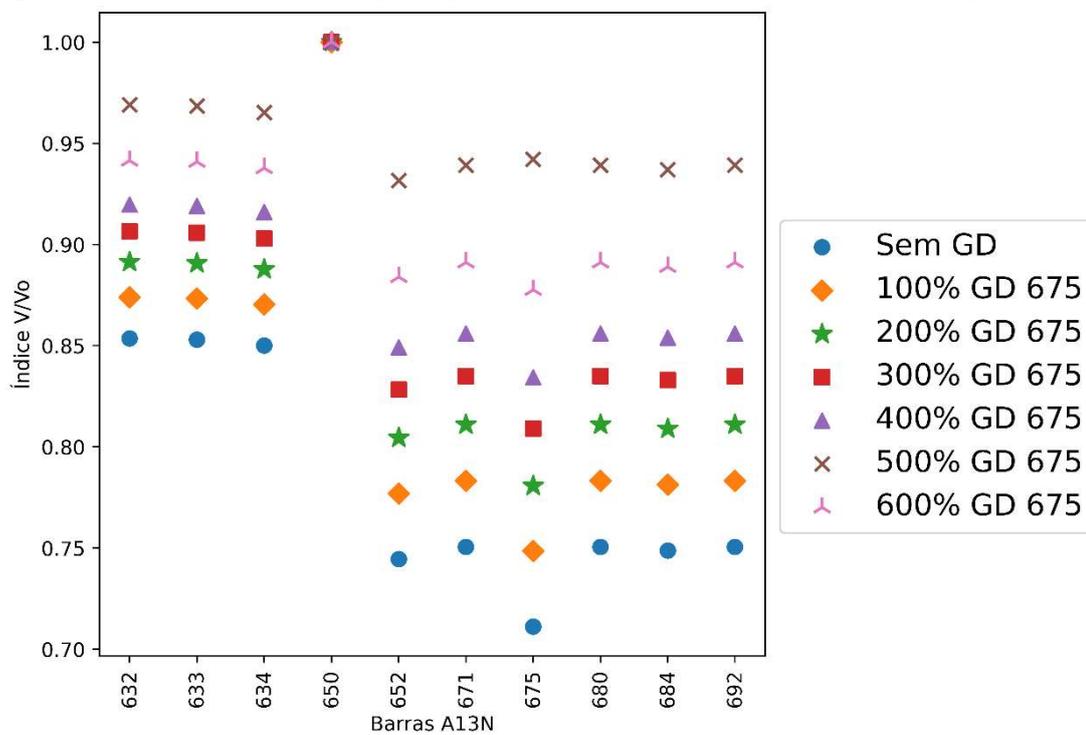
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 34 - Gráfico do índice V/Vo para a potência nominal da barra 675 cinco vezes maior que a nominal



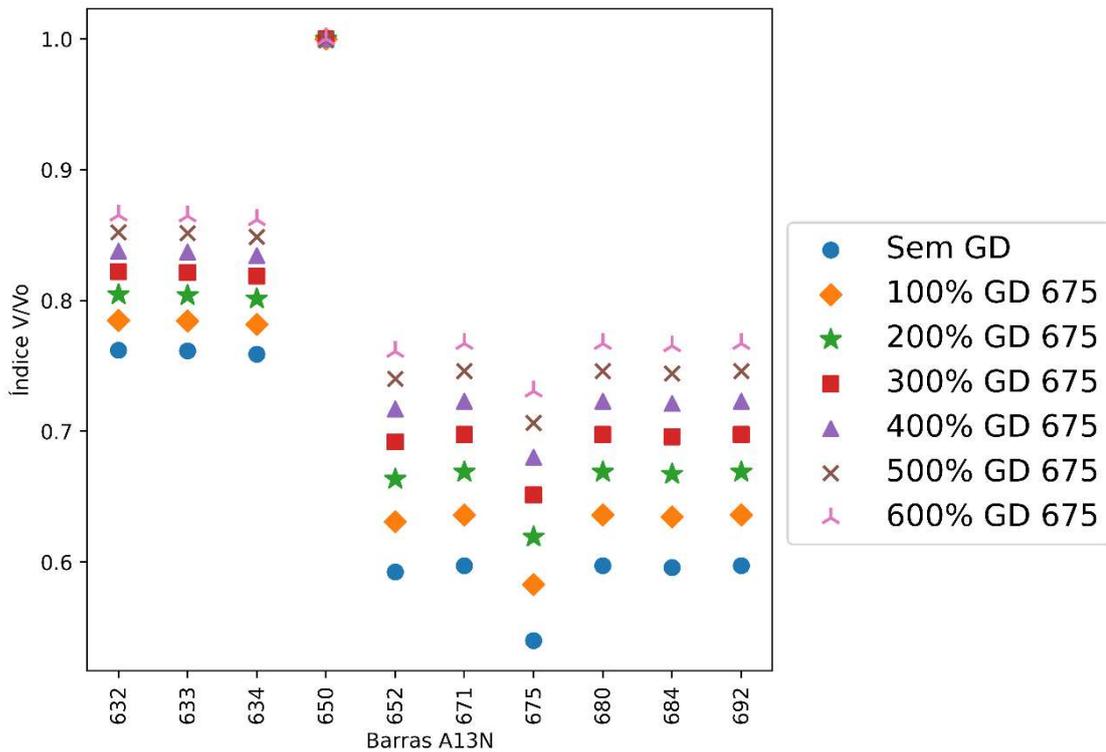
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 35 - Gráfico do índice V/Vo para a potência nominal da barra 675 dez vezes maior que a nominal



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 36 - Gráfico do índice V/Vo para a potência nominal da barra 675 vinte vezes maior que a nominal



Fonte: elaborado pela autora.

Com a análise dos resultados do índice V/Vo, é possível perceber que em alguns cenários, a alta penetração da geração distribuída, pode trazer um prejuízo para a estabilidade de tensão do alimentador. Como por exemplo, quando a potência do alimentador IEEE 13 nós é nominal, para 600% de penetração de GD na barra 675, as barras 632, 633 e 634 apresentam um valor do índice V/Vo inferior ao valor sem nenhuma geração conectada. Além disso, para todas as outras barras do alimentador, com exceção da própria 675, os valores dos índices para 600% e 100% de penetração são os mesmos, ou seja, nesse caso, é indiferente para a estabilidade de tensão se há uma grande geração conectada ao alimentador.

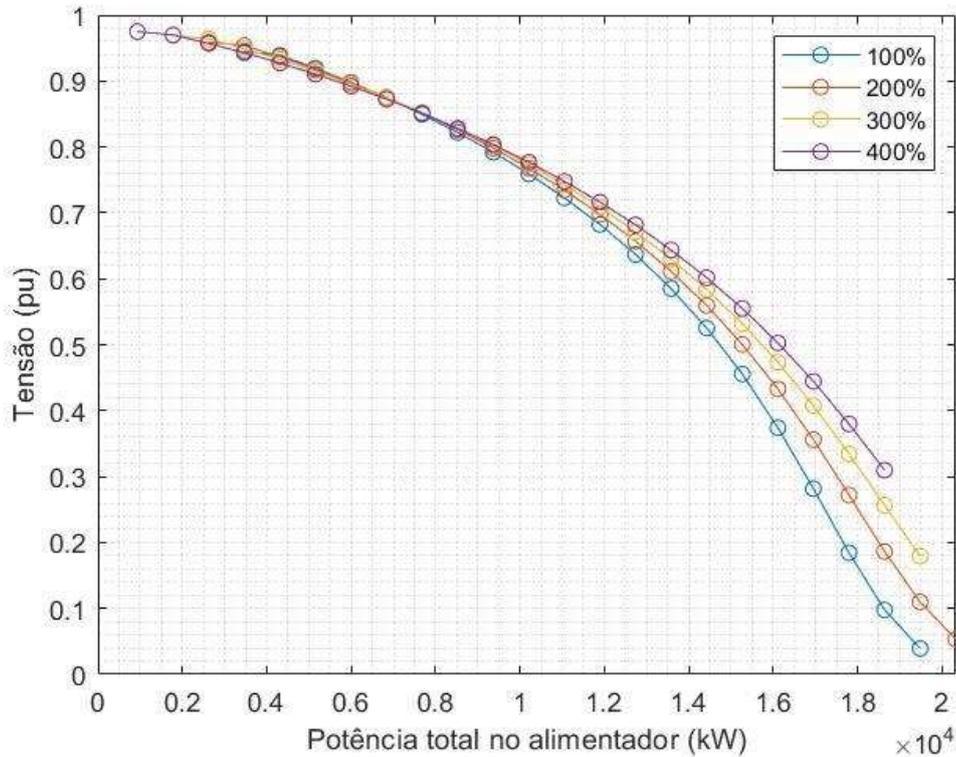
No entanto, conforme há um aumento da potência na carga 675, os elevados níveis de penetração de geração distribuída voltam a ser benéficos para a estabilidade de tensão do sistema.

No geral, os resultados para o alimentador IEEE 13 nós desequilibrado é similar ao alimentador equilibrado, isto é, mesmo com a conexão da GD somente na barra 675, há uma melhora na estabilidade de tensão em todas as barras, sendo que as mais distantes da subestação continuam sendo as mais beneficiadas.

### 4.3.2 Inserção de geração distribuída em todas as barras do IEEE A13N desequilibrado

Nesse caso, foi simulado a inserção de GD em todas as barras com carga simultaneamente. A potência de geração variou de 100 a 400% do valor da potência da carga correspondente. A Figura 37 ilustra a curva PV gerada na barra 675 para esse cenário.

Figura 37 - Curva PV da barra 675 com elevados níveis de penetração de GD inseridas em todas as barras que apresentam cargas



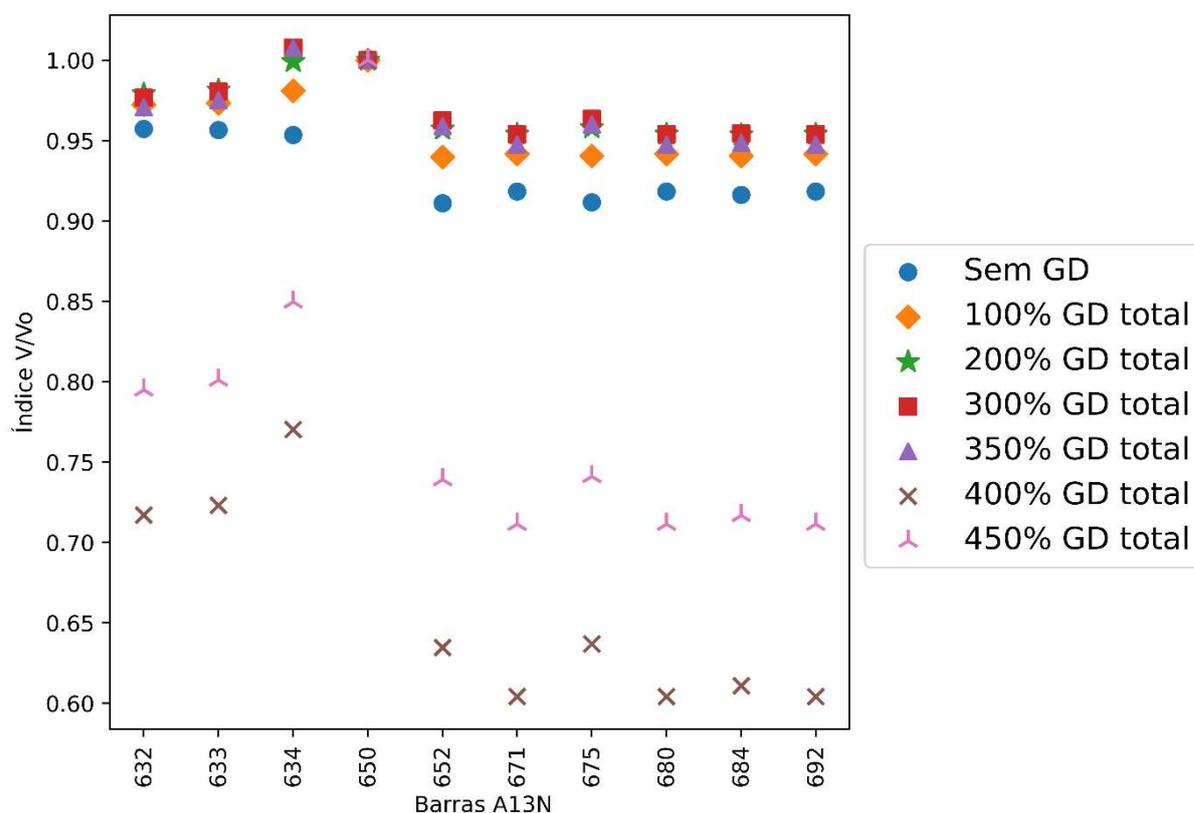
Fonte: elaborado pela autora.

Com todas as gerações distribuídas conectadas simultaneamente, para o valor limite de tensão de 0,9 pu, a potência suportada pelo alimentador é de 5.800 kW.

Por meio da análise das curvas PV, é perceptível um aumento na Margem de Estabilidade de Tensão na barra 675 com todas as gerações distribuídas conectadas simultaneamente, no entanto, quando a GD está localizada somente na barra 675, o valor da carga suportada nessa barra é significativamente maior que quando todas as GDs estão conectadas.

Nesse cenário, a análise do índice  $V/V_0$  foi aplicada somente para a potência nominal da carga do alimentador e a geração distribuída conectada em todas as barras variou de 100 a 450%. Na Figura 38, nota-se que o limite máximo para que haja um benefício na estabilidade de tensão é até 350% de penetração da GD, após esse valor, ocorre uma queda abrupta no índice  $V/V_0$ , sinalizando uma instabilidade de tensão em todas as barras do alimentador simultaneamente.

Figura 38 - Gráfico do índice  $V/V_0$  para a potência nominal do alimentador desequilibrado



Fonte: elaborado pela autora.

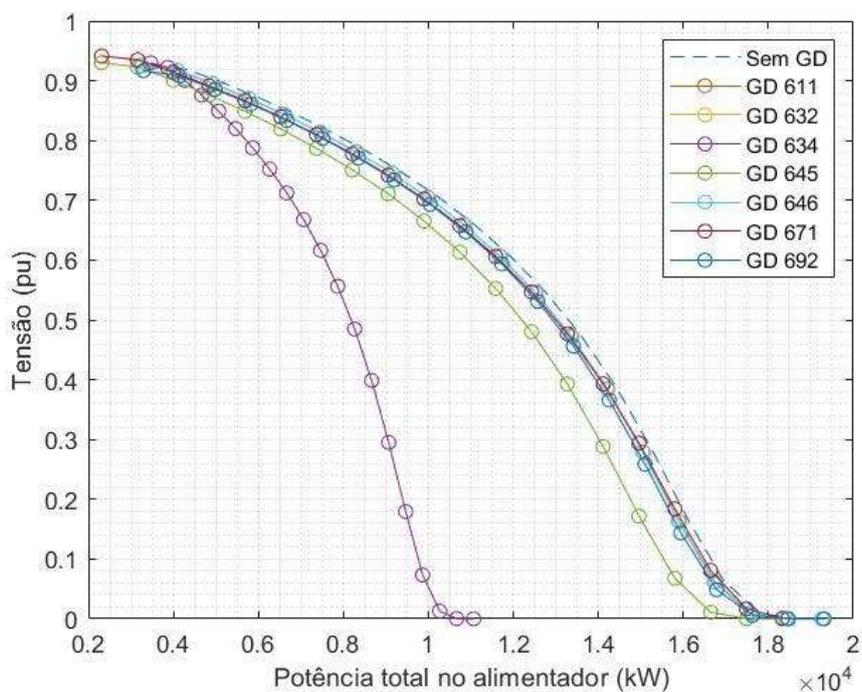
### 4.3.3 Influência da localização da geração distribuída nos níveis de estabilidade de tensão

Com o objetivo de identificar se a localização da GD influencia nos níveis de estabilidade de tensão, foi inserida uma GD com capacidade de geração igual a potência da carga nas barras 611, 632, 634, 645, 646, 652, 671, 675 e 692, individualmente e, analisado o impacto de cada uma na barra 675 por meio da análise da curva PV.

Percebe-se, na Figura 39, que a geração distribuída localizada nas barras 611, 632, 634, 645, 646, 692, 671 e 692 teve um impacto negativo nos níveis de estabilidade de tensão da barra 675, quando comparado com os valores sem geração distribuída.

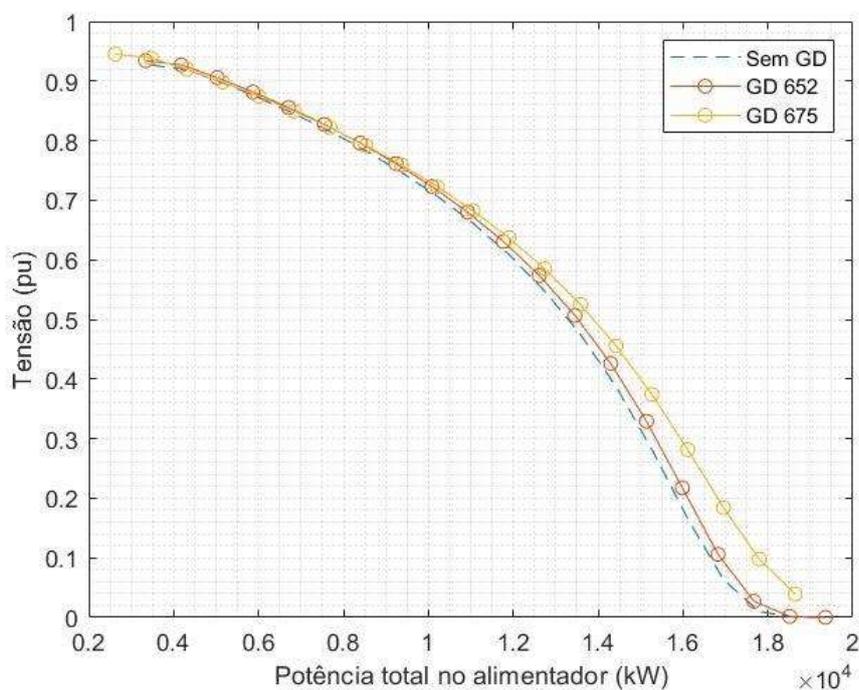
Em contrapartida, de acordo com a Figura 40, para as gerações localizadas nas barras 652 e 675 houve uma melhora nos níveis de estabilidade de tensão na barra 675.

Figura 39 - Curvas PV da barra 675 para diferentes localizações de GD



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 40 - Curvas PV da barra 675 para diferentes localizações de GD

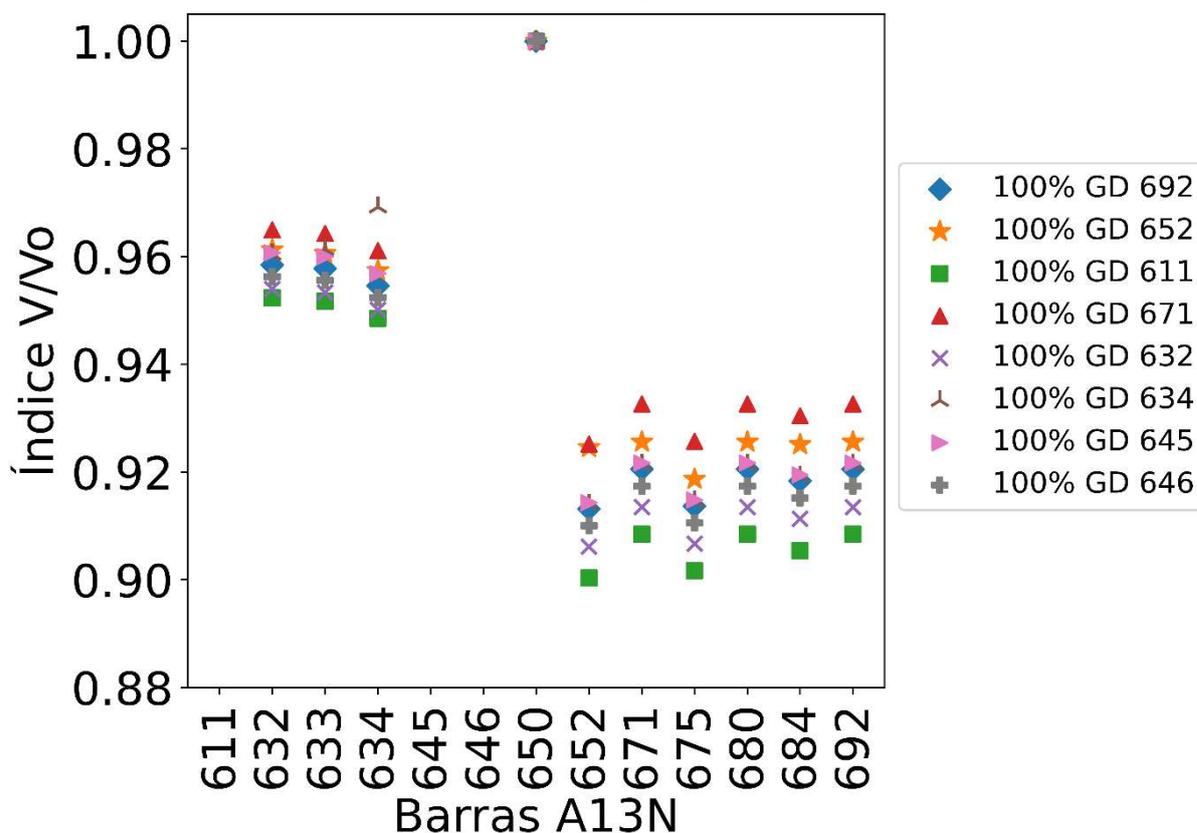


Fonte: elaborado pela autora.

Para corroborar com a análise do impacto da localização da GD por meio das curvas PV supramencionadas, também foi aplicado o cálculo do índice  $V/V_0$ . No entanto, foi possível avaliar o impacto na estabilidade de tensão com a alocação da GD em cada barra individualmente, não só na barra 675, mas em todo o alimentador simultaneamente.

Utilizou-se como referência os valores do índice  $V/V_0$  para o alimentador sem nenhuma geração distribuída e esse era recalculado quando as GDs eram conectadas barra a barra.

Figura 41 - Índice V/Vo para análise da localização da geração distribuída no alimentador desequilibrado



Fonte: elaborado pela autora.

Diferente dos resultados encontrados analisando somente as curvas PV, a conexão da GD nas barras 692, 671, 634 e 645 também foram benéficas para a estabilidade de tensão do alimentador, assim como a 652 já identificada anteriormente. Sendo que a GD conectada nas barras 652 e 671 apresentam um aumento mais significativo no índice V/Vo que as demais.

Por outro lado, o índice V/Vo confirmou os resultados encontrados na avaliação da curva PV quanto as barras que trouxeram piora na estabilidade de tensão do alimentador. Quando a GD foi alocada nas barras 611, 632 e 646 elas pioraram os níveis de estabilidade em todas as barras do alimentador.

É importante salientar que os índices foram calculados para a fase A e, as barras 611, 632 e 646 são mono ou bifásicas e não possuem conexão com essa fase.

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho analisou os impactos na estabilidade de tensão em sistemas com alta penetração de geração distribuída, realizando simulações com os alimentadores IEEE A13N e A34N na *toolbox* SimPowerSystems™ e no ambiente gráfico Simulink® presentes no software MATLAB®. Para redução do esforço computacional e ampliação dos cenários estudados foi utilizado um modelo de GDFV simplificado que pode ser aplicado em qualquer *software* de fluxo de potência. Também é importante salientar que ambos os alimentadores utilizados nesse trabalho são originalmente desequilibrados, porém, para diminuir as variáveis que poderiam influenciar na estabilidade de tensão, optou-se por distribuir a potência das cargas igualmente entre as fases e tornar os sistemas totalmente trifásicos e equilibrados.

Com o intuito de reproduzir um cenário com alta penetração de GD foi conectado um gerador na barra mais instável de cada alimentador estudado e sua capacidade de geração variou de 100 a 600% do valor da potência da carga na barra conectada. Na sequência, todas as barras que possuíam carga, tiveram GDs conectadas com capacidade de geração de, no máximo, 400% o valor da potência da carga de todo o alimentador.

Após o cálculo do fluxo de potência para cada cenário proposto, utilizou-se de um índice de estabilidade de tensão denominado  $V/V_0$  para mensurar o impacto que a conexão massiva de geradores distribuídos teve na estabilidade de todas as barras dos sistemas simultaneamente. Nesse índice, quanto mais próximo é o resultado do valor unitário, mais estável é a barra analisada.

Concluiu-se que todas as barras de ambos os alimentadores são influenciadas pela presença da GD, mesmo que esteja conectada somente em uma barra. No entanto, as barras mais próximas da subestação apresentaram um ganho menor na estabilidade de tensão quando comparado com as barras mais distantes da fonte do alimentador. Esse comportamento é mantido mesmo quando todas as GDs são conectadas as suas respectivas barras.

Para o alimentador A13N com todas as GDs conectadas simultaneamente, ocorreu instabilidade de tensão quando a penetração da geração ultrapassou 380% da potência total do alimentador, nesse caso, os valores do índice de estabilidade foram menores que os valores do sistema sem a conexão de nenhuma GD. Já em outros casos, houve presença de sobretensão, principalmente

nos barramentos mais distantes da subestação, quando a penetração atingiu níveis acima de 300%.

Para o alimentador A34N não há instabilidade de tensão para nenhum cenário estudado, entretanto, ocorreu sobretensão, principalmente na barra 890, considerada a mais instável do alimentador, para níveis de penetração acima de 100%. Quando as GDs estão conectadas em todas as barras, a sobretensão ocorre na maioria dos barramentos, exceto os que estão mais próximos da subestação.

O ranking de estabilidade de tensão apresentado neste trabalho é uma ferramenta capaz de ilustrar como o comportamento do alimentador muda com a inserção da geração distribuída. Notou-se que quando a GD era conectada somente no barramento mais instável, esse subia posições no ranking, se tornando mais estável e se aproximando do nível de estabilidade do barramento da subestação. Somente com níveis de penetração mais altos na barra mais instável, outros barramentos próximos também ascendiam na classificação. Entretanto, quando a GD é conectada em todos os barramentos simultaneamente, o perfil do alimentador muda completamente. As barras originalmente mais instáveis tornam-se as mais estáveis do alimentador e trocam de posição com as barras próximas da subestação.

Outro ponto estudado foi o impacto que a localização da GD poderia ter na estabilidade de tensão, para isso, foi conectado no alimentador A13N original e desequilibrado, GDs em cada barra individualmente e calculado o índice  $V/V_0$  para todo o alimentador. Desta forma, foi possível inferir que, nesse alimentador, a presença de GD nem sempre promove uma melhora nos níveis de estabilidade de tensão, ou seja, em uma situação real, levando em consideração que não é possível ter o controle sobre a localidade da GD e sobre a potência que está sendo despachada pelo consumidor, o alimentador poderia ficar mais susceptível a cenários com instabilidade de tensão.

Isso pode estar relacionado tanto a localidade da GD, quanto a potência da mesma e, também a fase utilizada, ou até mesmo uma combinação dos três fatores. Apesar de alguns comportamentos serem similares nos dois alimentadores estudados, somente com essa amostragem não é possível afirmar que GDs monofásicas ou mais próximas ou distantes das barras analisadas tem um comportamento específico, o que leva a hipótese de que as

modificações geradas em uma rede devido a inserção de GD são uma combinação de diferentes fatores.

### **5.1 Sugestões de trabalhos futuros**

A partir dos resultados obtidos com este trabalho, são sugeridos como possibilidades de trabalhos futuros para continuidade desta pesquisa os seguintes assuntos:

- Realizar a mesma proposta nos alimentadores originais e desequilibrados, visando comparar os resultados obtidos, utilizando o índice  $V/V_0$  por meio do cálculo da tensão de sequência positiva;
- Calcular o índice de estabilidade de tensão  $V/V_0$  para outros modelos de alimentador, preferencialmente com mais barramentos e outras configurações, a fim de identificar um padrão no comportamento da estabilidade de tensão com o aumento da penetração de geração distribuída.

## REFERÊNCIAS

- [1] F. A. V. Baggio, “Análise Econômica da Micro e Minigeração Distribuída de Energia Elétrica Utilizando Painéis Fotovoltaicos,” *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 8, 2016.
- [2] R. Shah, N. Mithulananthan, R. C. Bansal, and V. K. Ramachandaramurthy, “A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1423–1436, Jan. 2015. doi: 10.1016/j.rser.2014.09.027.
- [3] M. Ding, Z. Xu, W. Wang, X. Wang, Y. Song, and D. Chen, “A review on China’s large-scale PV integration: Progress, challenges and recommendations,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.09.009.
- [4] A. G. S. Chagas, “Avaliação da Estabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando a Presença de Elevada Penetração de Geração Distribuída,” *Anais da XI Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica*, p. 101, 2016.
- [5] D. Carletti, “A Estabilidade Transiente de Sistemas Elétricos na Presença de Geradores Síncronos Virtuais: Metodologias de Análise e Controles Adaptativos”. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Espírito Santo, 2020.
- [6] A. A. Alves, “Avaliação da Estabilidade de Tensão nos Sistemas de Distribuição Considerando a Injeção de Potência da Geração Distribuída”. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2016.
- [7] J. A. Paludo, “Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente.” Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, 2014.
- [8] C. S. M. M. dos Reis, “Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão.” Dissertação de Mestrado. Universidade do Porto, 2005.

- [9] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, Apr. 2005, doi: 10.1016/J.ENPOL.2003.10.004.
- [10] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, Elsevier, pp. 195–204, Apr. 20, 2001. doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica," 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+%0Ae+Minigeraç~ao+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>
- [12] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," *Power Technologies, Inc.*, pp. 1645–1656, 2000.
- [13] M. C. Vargas, "Análise dos Impactos das Falhas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica". Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Espírito Santo, 2018.
- [14] T. Adefarati and R. C. Bansal, "Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 7, pp. 873–884, 2016. doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0378.
- [15] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*, 1st ed. New York: McGraw-hill, 1994.
- [16] L. L. Grigsby, *Power system stability and control*. 3ed. CRC press, 2016.
- [17] L. L. Grigsby, *Power system stability and control*. 3ed. CRC press, 2016.
- [18] P. Kundur *et al.*, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004. doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

- [19] P. KUNDUR, *Power system stability and control*. 1ed. McGraw-Hill Professional Publishing, 1994.
- [20] C. Reis and F. P. Maciel Barbosa, “A comparison of voltage stability indices,” *Proceedings of the Mediterranean Electrotechnical Conference - MELECON*, pp. 1007–1010, 2006, doi: 10.1109/melcon.2006.1653269.
- [21] S. Y. C. Condega, “Metodologia para determinação da margem de estabilidade de tensão sob a perspectiva da expansão e operação do Sistema de Potência,” Universidade Federal de Minas Gerais, 2013.
- [22] P. Juanuwattanakul and M. A. S. Masoum, “Analysis and comparison of bus ranking indices for balanced and unbalanced three-phase distribution networks,” *2011 21st Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2011*, pp. 1–5, 2011.
- [23] P. Juanuwattanakul and M. A. S. Masoum, “Increasing distributed generation penetration in multiphase distribution networks considering grid losses, maximum loading factor and bus voltage limits,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 6, no. 12, pp. 1262–1271, 2012. doi: 10.1049/iet-gtd.2011.0841.
- [24] N. G. A. Hemdan and M. Kurrat, “Allocation of decentralized generators in distribution networks for enhancing Normal Operation Loadability,” *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, pp. 1–7, 2009, doi: 10.1109/PTC.2009.5281890.
- [25] A. R. Phadke, S. K. Bansal, and K. R. Niazi, “A comparison of voltage stability indices for placing shunt FACTS controllers,” *Proceedings - 1st International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology, ICETET 2008*, pp. 939–944, 2008, doi: 10.1109/ICETET.2008.30.
- [26] P. Juanuwattanakul and M. A. S. Masoum, “Voltage stability enhancement for unbalanced multiphase distribution networks,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039044.

- [27] W. H. KERSTING, “Radial distribution test feeders,” Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>., no. C, pp. 908–912, 2001.
- [28] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Prodist,” *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>
- [29] D. R. Bhise, R. S. Kankale, and S. Jadhao, “Impact of distributed generation on protection of power system,” *IEEE International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications, ICIMIA 2017 - Proceedings*, no. Icimia, pp. 399–405, 2017, doi: 10.1109/ICIMIA.2017.7975644.
- [30] M. A. Mendes, M. C. Vargas, O. E. Batista, Y. Yang, and F. Blaabjerg, “Simplified Single-phase PV Generator Model for Distribution Feeders with High Penetration of Power Electronics-based Systems,” *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference, COBEP/SPEC 2019*, 2019, doi: 10.1109/COBEP/SPEC44138.2019.9065417.
- [31] P. Juanuwattanakul, M. A. S. Masoum, C. Niyomsak, and M. Mohseni, “Voltage analysis for placement of DG in multiphase distribution networks,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2012, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345274.
- [32] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8,” 2021. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>