

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

**KEVIN BENFIQUES BORGES**

**ANÁLISE DE REDES ELÉTRICAS COM ELEVADA INTEGRAÇÃO  
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO O  
*SOFTWARE* OPENDSS**

VITÓRIA  
2021

KEVIN BENFIQUES BORGES

**ANÁLISE DE REDES ELÉTRICAS COM ELEVADA INTEGRAÇÃO  
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO O  
*SOFTWARE OPENDSS***

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Kevin Benfiques Borges**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. D.Sc. Oureste Elias Batista

Coorientador: Prof. M.Sc. Murillo Cobe Vargas

VITÓRIA  
2021

KEVIN BENFIQUES BORGES

**ANÁLISE DE REDES ELÉTRICAS COM ELEVADA INTEGRAÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO O  
SOFTWARE OPENDSS**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Kevin Benfiques Borges**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 04 de outubro de 2021.

**COMISSÃO EXAMINADORA:**



---

**Prof. D.Sc. Oureste Elias Matias**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**  
**Orientador**

---

**Profa. Dra. Carla César Martins Cunha**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**  
**Examinador**

---

*Mariana Altoé Mendes*  
**M.Sc. Mariana Altoé Mendes**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**  
**Examinador**

Inteiramente dedicado aos meus pais. Muito obrigado por tudo.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço principalmente aos meus pais, que sempre me incentivaram e fizeram o máximo possível para me garantir um ensino de qualidade e uma vida boa. Eles são meus heróis. Agradeço às minhas irmãs por estarem comigo nesta caminhada e por acreditarem em mim.

Agradeço a todos os excelentes professores e educadores que esbarraram comigo nessa jornada da vida e que contribuíram bastante não só na minha formação, mas também na minha evolução como pessoa.

Agradeço ao professor Oureste e ao professor Murillo por me apoiarem neste grande projeto e por todo suporte dado.

Agradeço ao Instituto Federal do Espírito Santo e a Universidade Federal do Espírito Santo por me proporcionarem um ensino público de qualidade e excelência.

E, finalmente, agradeço aos meus amigos que compartilharam comigo os momentos bons e os ruins da vida, que sempre me apoiaram e que são pessoas com quem eu posso contar. A presença de vocês na minha vida torna ela mais fácil e feliz.

## RESUMO

A produção de energia elétrica se apresenta, majoritariamente, baseada em grandes centros geradores, conectados a linhas de transmissão de elevadas extensões, por onde a eletricidade é transportada e ramificada para as subestações. Esse tipo de rede é caracterizado por ter o fluxo de potência normalmente unidirecional. Com o aumento da demanda e com o surgimento de uma maior preocupação ambiental, manifesta-se o conceito de geração distribuída, que se destaca por permitir a produção de energia elétrica próxima ao consumidor final utilizando fontes renováveis. A aplicação de geração distribuída, principalmente a fotovoltaica, vem crescendo de forma expressiva, e ainda não se conhece fielmente os efeitos desse aumento nas redes elétricas. Essa inserção pode afetar a proteção da rede, uma vez que o fluxo de potência passa a ser bidirecional, o que altera a configuração tradicional. Dada a importância de se conhecer todas as peculiaridades do sistema com forte presença de geração distribuída, o objetivo deste trabalho é analisar algumas redes reais do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), em cenários de alta integração de geração distribuída fotovoltaica. Como metodologia, utilizou-se o *software* OpenDSS para se implementar os modelos dos sistemas fotovoltaicos nos alimentadores do IEEE. O procedimento utilizado foi simular estes alimentadores com os geradores fotovoltaicos aplicados nos nós da rede com presença de carga. Após isso, realizou-se os estudos de fluxo de potência, analisou-se o perfil de tensão dos alimentadores e as correntes que circulam nas linhas. Avaliou-se, também, as perdas elétricas e as sobrecargas nos componentes destas redes. Vários cenários de integração foram propostos, os casos dos alimentadores sem os geradores fotovoltaicos, e os com suas gradativas inserções, além da realização de simulações temporais. Como resultados, apresentou-se quantitativamente as perdas elétricas nas linhas e nos transformadores e a potência entregue pelas redes nos diversos cenários, e representou-se os fluxos de potência das redes e os perfis de tensão, o que permitiu avaliar os impactos do aumento da inserção de geradores fotovoltaicos nos alimentadores e concluir que dependendo do nível dessa penetração, há fluxo de potência reverso e elevação da tensão nos nós desses alimentadores. Além disso, concluiu-se também que com uma maior inserção fotovoltaica nas redes as perdas elétricas e as sobrecargas diminuem.

Palavras-chave: Energia elétrica. Fluxo de potência. Geração distribuída.

## **ABSTRACT**

The production of electric energy is, for the most part, based on large generating centers, connected to transmission lines with large extensions, through which electricity is transported and branched to substations. This type of network is characterized by having a normally unidirectional power flow. With the increase in demand and the emergence of greater environmental concern, the concept of distributed generation emerges, which stands out for allowing the production of electricity close to the final consumer using renewable sources. The application of distributed generation, especially photovoltaic, has been growing significantly, and the effects of this increase on electricity grids are still not faithfully known. This insertion can affect the protection of the network, since the power flow becomes bidirectional, which changes the traditional configuration. Given the importance of knowing all the peculiarities of the system with a strong presence of distributed generation, the objective of this work is to analyze some real networks of the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), in scenarios of high integration of distributed photovoltaic generation. As a methodology, the OpenDSS software was used to implement the models of photovoltaic systems in IEEE feeders. The procedure used was to simulate these feeders with photovoltaic generators applied to the network nodes with load presence. After that, the power flow studies were carried out, the voltage profile of the feeders and the currents circulating in the lines were analyzed. The electrical losses and overloads in the components of these networks were also evaluated. Several integration scenarios were proposed, the cases of feeders without photovoltaic generators, and those with their gradual insertions, in addition to the realization of temporal simulations. As a result, the electrical losses in the lines and transformers and the power delivered by the networks in the various scenarios were quantitatively presented, and the power flows of the networks and the voltage profiles were represented, which allowed evaluating the impacts of the increase in insertion of photovoltaic generators in feeders and conclude that depending on the level of this penetration, there is reverse power flow and voltage rise in the nodes of these feeders. In addition, it is also concluded that with a greater insertion of photovoltaic networks, electrical losses and overloads decrease.

**Keywords:** Electricity system. Power flow. Distributed generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa da GD .....	26
Figura 2 – Sistema simplificado de distribuição de duas barras com GD .....	29
Figura 3 – Estrutura do OpenDSS .....	31
Figura 4 – Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico.....	35
Figura 5 – Modelo referência dos sistemas fotovoltaicos inseridos nos nós com carga .....	41
Figura 6 – Diagrama unifilar da rede de 13 nós do IEEE.....	42
Figura 7 – Fluxo de potência do alimentador de 13 nós sem GDFV .....	44
Figura 8 – Fluxos de potência do alimentador de 13 nós com GDFV com 25% (a) e 50% (b) da potência ativa das cargas.....	45
Figura 9 – Fluxos de potência do alimentador de 13 nós com GDFV com 75% (a) e 100% (b) da potência ativa das cargas.....	45
Figura 10 – Diagrama unifilar do sistema elétrico de 34 nós do IEEE .....	58
Figura 11 – Fluxo de potência na rede de 34 nós do IEEE sem inserção de GDFV .....	60
Figura 12 – Fluxos de potência da rede de 34 nós com GDFV com 25% (a) e 50% (b) da potência ativa das cargas .....	60
Figura 13 – Fluxos de potência da rede de 34 nós com GDFV com 75% (a) e 100% (b) da potência ativa das cargas .....	61
Figura 14 – Diagrama unifilar do sistema elétrico de 123 nós do IEEE .....	68
Figura 15 – Fluxo de potência na rede de 123 nós do IEEE sem inserção de GDFV .....	72
Figura 16 – Fluxo de potência da rede de 123 nós com GDFV com 25% da potência ativa das cargas .....	73
Figura 17 – Fluxo de potência da rede de 123 nós com GDFV com 100% da potência ativa das cargas.....	73

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da potência instalada (em MW) de geração distribuída no Brasil.....	17
Gráfico 2 – Oferta total de energia no Brasil em 2019 .....	21
Gráfico 3 – Irradiação solar horizontal média em Cabo Frio no dia 20 de março de 2021 ....	37
Gráfico 4 – Curva de Irradiância utilizada no OpenDSS para modelar o <i>PVSystem</i> .....	38
Gráfico 5 – Temperatura ambiente no Rio de Janeiro no dia 20 de março de 2021 .....	38
Gráfico 6 – Curva de temperatura utilizada no OpenDSS para modelar o <i>PVSystem</i> .....	39
Gráfico 7 – Curva de potência ativa por eficiência do inversor (a) e curva de Pmp por temperatura (b) dos sistemas fotovoltaicos modelados .....	39
Gráfico 8 – Perfil de tensão da rede de 13 nós do IEEE simulada no OpenDSS .....	49
Gráfico 9 – perfil de tensão da rede de 13 nós com GDFV com 25% (a), 50% (b), 75% (c) e 100% (d) da potência ativa das cargas.....	50
Gráfico 10 – perfil de tensão da rede de 13 nós com GDFV com 100% de potência .....	51
Gráfico 11 – perfil de tensão da rede de 13 nós sem regulador de tensão, com GDFV .....	51
Gráfico 12 – Curvas de carga (a) e irradiância (b) utilizadas nas simulações no modo <i>daily</i>	53
Gráfico 13 – Variação de potência da SE da rede de 13 nós das 6h às 18h .....	54
Gráfico 14 – Perdas elétricas nos transformadores (a) e nas barras (b) da rede de 13 nós entre as 6h e as 18h.....	54
Gráfico 15 – Perdas elétricas nos transformadores pré-existentes na rede.....	55
Gráfico 16 – Tensão diária no nó 632 da rede de 13 nós sem GDFV .....	56
Gráfico 17 – Tensão diária no nó 632 da rede de 13 nós com 100% de GDFV.....	57
Gráfico 18 – Perfil de tensão da rede de 34 nós do IEEE sem GDFV .....	62
Gráfico 19 – perfil de tensão da rede de 34 nós com GDFV com 25% (a), 50% (b), 75% (c) e 100% (d) da potência ativa das cargas .....	63
Gráfico 20 – Variação de potência da SE da rede de 34 nós das 6h às 18h .....	64
Gráfico 21 – Perdas elétricas nos transformadores (a) e nas linhas (b) da rede de 13 nós entre as 6h e 18h .....	64
Gráfico 22 – Perdas elétricas nos transformadores pré-existentes na rede.....	65
Gráfico 23 – Tensão diária no nó 806 da rede de 34 nós sem GDFV .....	66
Gráfico 24 – Tensão diária no nó 806 da rede de 34 nós com 100% de GDFV.....	66
Gráfico 25 – Perfil de tensão do alimentador de 34 nós com 100% de GDFV na hora 13 ....	67
Gráfico 26 – Perfil de tensão da rede de 123 nós simulada no OpenDSS sem GDFV .....	75

Gráfico 27 – perfil de tensão da rede de 123 nós com GDFV com 25% (a), 50% (b), 75% (c) e 100% (d) da potência ativa das cargas .....	76
Gráfico 28 – perfil de tensão da rede de 123 nós com GDFV com inserção de 25% (a) e 100% (b) da potência ativa das cargas para o alimentador sem o regulador de tensão entre os nós 160 e 67.....	77
Gráfico 29 – Variação de potência da SE da rede de 123 nós das 6h às 18h .....	77
Gráfico 30 – Perdas elétricas nos transformadores (a) e nas barras (b) da rede de 123 nós entre as 6h e 18h .....	78
Gráfico 31 – Tensão diária no nó 1 da rede de 123 nós sem GDFV .....	79
Gráfico 32 – Tensão diária no nó 1 da rede de 123 nós com 100% de GDFV.....	79
Gráfico 33 – Perfil de tensão do alimentador de 123 nós com 100% de GDFV na hora 13 ..	80

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade Instalada - micro e minigeração distribuída (MW) .....	27
Tabela 2 – Carga distribuída do alimentador de 13 nós do IEEE.....	43
Tabela 3 – Cargas concentradas do alimentador de 13 nós do IEEE .....	43
Tabela 4 – Potência entregue pela subestação nos diversos cenários de inserção de GDFV .	46
Tabela 5 – Potência entregue pela SE da rede de 13 nós ao se mudar o FP dos .....	47
Tabela 6 – Perdas elétricas na rede de 13 nós sem GDFV e com 100% de inserção .....	48
Tabela 7 – Cargas concentradas do alimentador de 34 nós do IEEE .....	59
Tabela 8 – Cargas distribuídas do alimentador de 34 nós do IEEE.....	59
Tabela 9 – Potência entregue pela subestação nos diversos cenários de inserção de GDFV .	61
Tabela 10 – Perdas elétricas na rede de 34 nós sem GDFV e com 100% de inserção .....	62
Tabela 11 – Cargas concentradas do alimentador de 34 nós do IEEE .....	69
Tabela 12 – Perdas nas linhas dos alimentadores de .....	72
Tabela 13 – Potência entregue pela subestação nos diversos cenários de inserção de GDFV .....	74
Tabela 14 – Potência entregue pela SE da rede de 123 nós ao se mudar o FP dos .....	74
Tabela 15 – Perdas elétricas na rede de 123 nós sem GDFV e com 100% de inserção .....	74

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV .....49

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampere
ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
DEI	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
DP	Dispositivo de Proteção
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GW	Gigawatt
h	Horas
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-ampere
kvar	Quilovolt-ampere-reativo
kW	Quilowatt
kWp	Quilowatt-pico
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SE	Subestação
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TWh	Terawatt-hora
V	Volts

## LISTA DE SÍMBOLOS

$t_0$	Instante de tempo inicial
$P(t_0)$	Potência dos módulos fotovoltaicos no instante de tempo inicial
$P_{mp}$	Potência no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos
$pu$	Por unidade
$T(t_0)$	Temperatura no instante de tempo inicial
$P_{ac}$	Potência de saída alternada
$t$	Instante de tempo
$eff$	Eficiência do inversor

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS GERAL E ESPECÍFICOS</b> .....	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>Objetivo Geral</b> .....	<b>20</b>
<b>2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>20</b>
<b>3</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>21</b>
<b>3.1</b>	<b>Panorama Elétrico Nacional</b> .....	<b>21</b>
<b>3.2</b>	<b>Sistemas Convencionais de Distribuição</b> .....	<b>22</b>
<b>3.3</b>	<b>Geração Distribuída</b> .....	<b>24</b>
<b>3.4</b>	<b>Geração Distribuída Fotovoltaica e Energia Solar</b> .....	<b>27</b>
<b>3.5</b>	<b>Impacto da Geração Distribuída no Perfil de Tensão e nas Perdas Elétricas</b> .....	<b>28</b>
<b>3.6</b>	<b>O <i>software</i> OpenDSS e o Fluxo de Potência</b> .....	<b>30</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO</b> .....	<b>33</b>
<b>4.1</b>	<b>Modos de Operação do OpenDSS</b> .....	<b>34</b>
<b>4.2</b>	<b>Modelo do Sistema Fotovoltaico</b> .....	<b>35</b>
4.2.1	Curva de irradiação .....	37
4.2.2	Curva de temperatura .....	38
4.2.3	Curvas de Pmp dos módulos fotovoltaicos e de eficiência do inversor .....	39
<b>4.3</b>	<b>Modelo Completo do Sistema Fotovoltaico com Transformador de Acoplamento</b>	<b>40</b>
<b>5</b>	<b>CENÁRIOS DESENVOLVIDOS NA REDE DE 13 BARRAS DO IEEE</b> .....	<b>42</b>
<b>5.1</b>	<b>Caracterização do Alimentador de 13 nós do IEEE</b> .....	<b>42</b>
<b>5.2</b>	<b>Resultados das Simulações no Alimentador de 13 nós no Modo <i>Snapshot</i></b> .....	<b>44</b>
5.2.1	Fluxo de potência da rede 13 nós no modo <i>Snapshot</i> .....	44
5.2.2	Análise dos perfis de tensão da rede de 13 nós no modo <i>Snapshot</i> .....	48
<b>5.3</b>	<b>Resultados das Simulações no Alimentador de 13 nós no Modo <i>Daily</i></b> .....	<b>52</b>
5.3.1	Fluxo de potência da 13 nós no modo <i>Daily</i> .....	52
5.3.2	Tensão no nó 632 durante 24 horas com e sem GDFV.....	55
<b>6</b>	<b>CENÁRIOS DESENVOLVIDOS NA REDE DE 34 BARRAS DO IEEE</b> .....	<b>58</b>
<b>6.1</b>	<b>Caracterização do Alimentador de 34 nós do IEEE</b> .....	<b>58</b>
<b>6.2</b>	<b>Resultados das Simulações no Alimentador de 34 nós no Modo <i>Snapshot</i></b> .....	<b>59</b>
6.2.1	Fluxo de potência da rede de 34 nós no modo <i>Snapshot</i> .....	59
6.2.2	Análise dos perfis de tensão da rede de 34 nós no modo <i>Snapshot</i> .....	62

<b>6.3</b>	<b>Resultados das Simulações no Alimentador de 34 nós no Modo <i>Daily</i></b> .....	<b>64</b>
6.3.1	Fluxo de potência da rede de 34 nós no modo <i>Daily</i> .....	64
6.3.2	Tensão no nó 806 durante 24 horas com e sem GDFV .....	65
<b>7</b>	<b>CENÁRIOS DESENVOLVIDOS NA REDE DE 123 BARRAS DO IEEE</b> .....	<b>68</b>
<b>7.1</b>	<b>Caracterização do Alimentador de 123 nós do IEEE</b> .....	<b>68</b>
<b>7.2</b>	<b>Resultados das Simulações no Alimentador de 123 nós no Modo <i>Snapshot</i></b> .....	<b>71</b>
7.2.1	Fluxo de potência da rede de 123 nós no modo <i>Snapshot</i> .....	71
7.2.2	Análise dos perfis de tensão da rede de 123 nós no modo <i>Snapshot</i> .....	75
<b>7.3</b>	<b>Resultados das Simulações no Alimentador de 123 nós no Modo <i>Daily</i></b> .....	<b>77</b>
7.3.1	Fluxo de potência da rede de 123 nós no modo <i>Daily</i> .....	77
7.3.2	Tensão no nó 1 durante 24 horas com e sem GDFV .....	78
<b>8</b>	<b>CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS</b> .....	<b>81</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>83</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) vem se destacando nos últimos anos por permitir a produção de energia elétrica próxima do consumidor e por reduzir a necessidade da utilização de fontes poluidoras, como os combustíveis fósseis. A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) apresenta-se como um mercado crescente mundial no ramo de energia renovável, estando fortemente presente em redes de distribuição de vários países como a Alemanha e os Estados Unidos, por exemplo (CASTRO; DANTAS, 2018). Dentre as vantagens da implantação da GDFV está o fato de que o sol é uma fonte infinita de energia. Além disso, a tecnologia fotovoltaica é de fácil instalação e vem se tornando cada vez mais barata e acessível.

No Brasil, a implementação da GD na rede se intensificou quando a Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) entrou em vigor. Ela estabeleceu as condições regulatórias para a inserção da GD na matriz energética brasileira, o que impulsionou o desenvolvimento deste tipo de geração. Estão enquadradas nessa modalidade os microgeradores e minigeradores fotovoltaicos. Esse marco legal foi decisivo para o mercado de energia solar no Brasil, pois possibilitou a utilização dos créditos por excedente de energia injetada na rede e, após a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015, o uso do crédito pode ser efetuado em um prazo de até 60 meses. É através desses créditos que o proprietário de um sistema como esse consegue abater a energia consumida da rede elétrica, diminuindo o valor das faturas dos meses seguintes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Segundo dados da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), o Brasil atingiu, até o final de outubro de 2020, a marca de 4,014 gigawatts (GW) de potência instalada de GD, conforme o Gráfico 1. Em julho de 2021, ou seja, em menos de um ano, esse valor saltou para 6,479 GW, expressando um aumento de 2,465 GW. Destes 6,479 GW, 6,296 GW são de fonte solar, transparecendo que a GDFV é a que mais vem sendo implantada no país (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 2021). Porém, conforme uma análise realizada pela ANEEL no ano de 2017, as projeções para 2024 eram de apenas 3,2 GW de potência de GD inserida no sistema elétrico nacional. Isso significa que a participação da GD na rede brasileira passou a ser bem maior do que a esperada, representando quase o dobro das expectativas da autarquia em questão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017a).

Gráfico 1 – Evolução da potência instalada (em MW) de geração distribuída no Brasil



Fonte: Associação Brasileira de Geração Distribuída (2020).

Apesar das vantagens da GDFV expostas, o impacto desse expressivo aumento do número de instalações no sistema elétrico ainda não é totalmente compreendido. Como a rede apresenta características majoritariamente radiais e fluxo de potência usualmente unidirecional, operando com o objetivo de entregar energia elétrica com confiabilidade e qualidade a um consumidor final, com a inclusão de GD em grande escala, o fluxo de potência pode passar a ser bidirecional, sendo capaz de impor um conjunto de diferentes condições de funcionamento à rede, como mudanças nos perfis de tensão e corrente, distorção harmônica e problemas de estabilidade e segurança (BHISE; KANDALE; JADHAO, 2017). Além disso, podem surgir sobrecargas nas linhas já existentes.

Visto que a disponibilidade e a integridade do sistema elétrico são de suma importância, os dispositivos de proteção (DP), como relés, religadores e mecanismos de sobrecorrente, devem estar em conformidade com as novas configurações e prontos para atuar adequadamente (MENDES, 2018). Assim, observa-se o quão importante é a inspeção dos efeitos da introdução de GD na rede elétrica.

Ainda sobre o impacto das GDs no sistema elétrico, porém agora positivos, Matos e Catalão (2013) informam que a sua inserção na rede pode provocar a redução das perdas de energia nas linhas, e que os potenciais benefícios das GDs dependem da localização dessas unidades e de

um dimensionamento adequado, o que resultará, também, num aumento do nível de fiabilidade do sistema.

Assim, vendo que as GDs podem ser tanto benéficas quanto prejudiciais ao sistema elétrico, torna-se necessário o estudo dos efeitos causados pela penetração da GD na rede, e um método de análise utilizado é avaliar computacionalmente características do sistema que podem ser alteradas, como o fluxo de potência e os perfis de tensão e corrente, através de simulações de inserção de GD em redes reais modeladas em *softwares*. Com as simulações, é possível escolher os locais na rede de inserção da GD. Portanto vários cenários podem ser propostos, contribuindo assim para a previsão de melhores posições para se conectar uma GD.

Um estudo feito por Freitas (2015) no *software* OpenDSS analisou o impacto da penetração de GDFV num modelo simplificado em um alimentador de 13 nós do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), utilizando baixa penetração (sem inserção de GDFV) e alta penetração (máxima inserção de GDFV), e observou-se o surgimento de sobretensões no alimentador, interferindo na qualidade de fornecimento de energia.

Outras pesquisas concentram-se em analisar os efeitos das correntes de falta a jusante e a montante da GDFV e suas influências nas proteções do sistema. Estes estudos são feitos inserindo-se GDFV nos nós com carga de determinado alimentador, e variando a posição dos geradores, realizando o máximo de combinações possíveis, e com a potência dos geradores fixadas em 100% do valor da carga do seu nó respectivo (MENDES et al., 2018).

Foi graças a simulações desta natureza que a Alemanha, que possui maior quantidade de fonte fotovoltaica instalada que o Brasil, no ano de 2015, conseguiu prever os efeitos que um eclipse solar causaria no seu sistema elétrico e se preparar para possíveis complicações. O eclipse provoca uma brusca redução na geração fotovoltaica durante o dia e, além disso, após a sua passagem, pode causar um rápido aumento desta produção (FISCHER; HARACK, 2015, apud CASTRO et al., 2018).

Entretanto, os efeitos de um eclipse no Brasil ainda não seriam relevantes, visto que o sistema elétrico do país é muito menos carregado de GDFV do que o da Alemanha. Contudo, estudos

prévios podem prever outros prováveis futuros problemas e ajudar a preparar a rede para receber uma significativa parcela de energia provinda da fonte solar.

Apesar dos estudos já realizados explorarem questões importantes como o perfil de tensão e as faltas a jusante e a montante da GDFV, muitas vezes eles utilizam-se de modelos simplificados de geradores fotovoltaicos, onde a potência dos GDFV são fixas (MENDES, 2018). Como os efeitos possíveis causados pela introdução de GDFV no sistema são variados, e a quantidade de instalações fotovoltaicas no país cresce rapidamente, conforme já exposto, diferentes tipos de análise contribuem para consolidar estudos já realizados e para verificar o que cada mudança particular realizada no sistema pode provocar.

Desta forma, o trabalho presente é justificado pelo fato deste representar uma abordagem que apoie as pesquisas já realizadas e que possa ajudar no entendimento dos efeitos causados pela GDFV nos sistemas elétricos, na tentativa de contribuir com o planejamento das redes de distribuição, tornando-as, neste novo panorama, cada vez mais seguras e confiáveis.

Em tal contexto, o estudo tem como foco, portanto, utilizar o *software* OpenDSS para simular as redes de 13, 34 e 123 nós do IEEE, em vários cenários de alta integração de GDFV, baseada em inversores, escolhendo-se progressivas potências de inserção, com o intuito de analisar os efeitos dessa penetração nestas redes.

## 2 OBJETIVOS GERAL E ESPECÍFICOS

### 2.1 Objetivo Geral

A finalidade principal deste trabalho é avaliar qual o efeito provocado pela alta penetração de GDFV baseada em inversores no fluxo de potência, no perfil de tensão e no carregamento das linhas. Para isso, utilizou-se os sistemas de 13, 34 e 123 nós do IEEE modelados no *software* OpenDSS.

### 2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste projeto são:

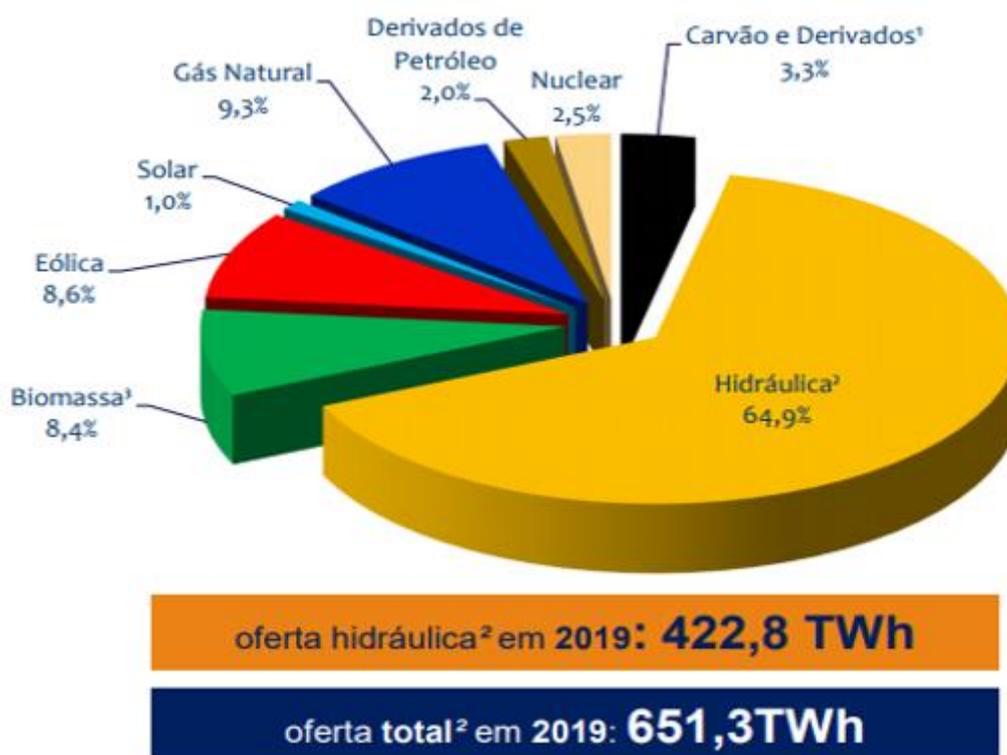
- Identificar padrões de comportamento das redes de 13, 34 e 123 nós quando operando em situações semelhantes de penetração de GDFV;
- Investigar as causas das possíveis diferenças nos resultados gerados para as três redes estudadas.

### 3 REFERENCIAL TEÓRICO

#### 3.1 Panorama Elétrico Nacional

O sistema elétrico brasileiro apresenta-se como majoritariamente hidrotérmico, dominado por usinas hidrelétricas de grande porte. Conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN) referente ao ano de 2019, o Brasil teve uma oferta de energia total neste ano de 651,3 TWh, sendo 422,8 TWh a parcela referente a oferta hidráulica, o que representa cerca de 64,9% da energia total produzida (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), como mostra o Gráfico 2.

Gráfico 2 – Oferta total de energia no Brasil em 2019



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2020).

Nota: <sup>1</sup> inclui gás de coqueria, gás de alto forno, gás de aciaria e alcatrão.

<sup>2</sup> inclui importação.

<sup>3</sup> inclui lenha, bagaço de cana, lixo, biodiesel e outras fontes primárias.

A oferta de energia advinda de fonte solar neste ano foi de 1%. Porém em 2018, a contribuição solar foi de apenas 0,5%, o que mostra que em um ano houve um crescimento expressivo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Nessa conjuntura, tanto as hidrelétricas quanto as termelétricas são consideradas fontes firmes, capazes de suprir a demanda de carga do sistema, e as fontes renováveis como a solar e a eólica são intermitentes, devido à variabilidade temporal associada às condições meteorológicas. Embora a hidroeletricidade seja considerada firme, ela também está sujeita a influências de fatores climáticos, como os períodos de chuva, por exemplo. Em épocas de seca, o nível de água em reservatórios pode atingir valores críticos, colocando em risco o sistema elétrico e causando o acionamento de fontes térmicas para suprir a demanda energética do país, o que encarece a conta de energia e aumenta a emissão de gases poluentes (PEREIRA et al., 2017).

Ainda segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar desenvolvido por Pereira e outros (2017), o consumo de energia no Brasil cresce a cada ano, porém a expansão das hidrelétricas já é mal vista pela sociedade pois a construção destas usinas gera impactos sociais e ambientais, causados pelas grandes áreas alagadas, que implicam na remoção de populações indígenas e ribeirinhas, alteram o ciclo hidrológico e provocam danos irreversíveis ao equilíbrio do ecossistema local.

Para mais, de 2007 a 2016, a capacidade de geração de energia elétrica por meio das hidrelétricas caiu cerca de 20 por cento, por ano, em relação ao total gerado (TIEPOLO et al., 2016, apud PEREIRA et al., 2017).

Como as condições climáticas futuras são incertas e o Brasil é bastante dependente das fontes hidrotérmicas, uma vez que os períodos de secas passam a ser mais frequentes, a capacidade de geração hidroelétrica cai e o acionamento das usinas termelétricas se torna cada vez mais comum, aumentando o custo da energia e o risco de apagões. É nesse cenário, então, que uma participação expressiva da energia solar na matriz energética brasileira pode permitir que o sistema seja mais seguro, já que torna a rede mais diversificada, que a energia seja mais barata e acessível, e é capaz, também, de contribuir para a redução das emissões de gases do efeito estufa, uma vez que diminuiria a necessidade de se acionar as termelétricas regularmente.

### **3.2 Sistemas Convencionais de Distribuição**

A produção de energia elétrica foi desenvolvida no Brasil baseada em centros geradores de grande porte, conectados a extensas linhas de transmissão, responsáveis por transportar a

energia por longas distâncias até as estações de distribuição. Tais redes, que operam com a finalidade de entregar a energia elétrica para o usuário final com qualidade e confiabilidade, apresentam características radiais e fluxo de potência usualmente unidirecional (FREITAS, 2015). Estas se apresentaram, a princípio, mais favoráveis economicamente e permitiram a transmissão da eletricidade por grandes distâncias, conforme a referência (MATOS; CATALÃO, 2013), interligando quase que por toda sua totalidade o sistema de um país. Um outro benefício destes sistemas é a possibilidade de se construir as usinas próximo às matérias primas de geração (MARTÍN-MARTÍNEZ et al., 2017, apud LUCHINI, 2021).

Ademais, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021, p. 1).

Mesmo que a geração centralizada apresente essas vantagens apontadas, em concordância com o tópico anterior, esse tipo de produção de energia afeta negativamente o meio ambiente, pois conta com fontes hidrológicas, das quais as desvantagens já foram citadas, nucleares, que geram lixo radioativo e representam um risco de acidente nuclear, e consumidoras de combustíveis fósseis, como as usinas termelétricas, altamente poluidoras do ar.

Assim, com o aumento da demanda de eletricidade e aliado ao crescimento da preocupação com os impactos ao meio ambiente, torna-se necessário diversificar as fontes de produção de energia elétrica, buscando aproveitar aquelas que emitem pouco ou nenhum gás do efeito estufa. Segundo Naruto (2017), a preocupação ambiental surgiu formalmente, a princípio, na Conferência de Estocolmo, em 1972. Daí em diante o tema preservação do meio ambiente passou a ser presente nas discussões relativas ao desenvolvimento tecnológico e da sociedade. Após esta conferência, conforme abordado por Mendes (2018), acordos e convenções mundiais como o Protocolo de Kyoto e a ECO-92 estimularam, também, o desenvolvimento de tecnologias não poluentes para a geração de eletricidade. É neste cenário que a implantação de geração distribuída, principalmente a fotovoltaica, é uma das alternativas energéticas mais promissoras da atualidade.

### 3.3 Geração Distribuída

O surgimento de acordos mundiais para a redução de emissão de gases poluentes desde o início do século XXI, juntamente com o aumento da demanda por energia elétrica, incentivaram o uso de fontes limpas para geração de energia elétrica (FREITAS, 2015). Assim, a geração distribuída, que é um tipo de produção de energia usualmente localizado próximo da unidade consumidora, vem tendo crescente interesse no setor, principalmente por utilizar fontes renováveis, como a fotovoltaica, ou cogeração qualificada. Esse interesse se deve, sobretudo, devido a uma pressão popular por uma matriz energética limpa e descentralizada e que não dependa dos preços dos combustíveis fósseis e da sazonalidade das chuvas, esta última diretamente relacionada aos preços da energia hidrelétrica (NARUTO, 2017).

Dentre as vantagens que a GD pode oferecer, a ABGD (2018) lista o baixo impacto ao ambiente local, a contribuição para mitigar o aquecimento global, a garantia de melhor aproveitamento dos recursos disponíveis localmente, além de apontar que a GD gera empregos em todo Brasil, atrai investimentos e possibilita a inclusão social de famílias de baixa renda. Para o sistema elétrico, ela reduz as perdas nas linhas de transmissão e distribuição, aumenta a estabilidade no nível de tensão nos horários de maior demanda e diversifica a matriz energética com inserção de mais fontes renováveis, como a eólica e a solar (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 2021).

Para efeito de caracterização, GD é dividida em duas categorias. A microgeração distribuída refere-se a centrais geradoras com potência instalada de até 75 quilowatts (kW), enquanto a minigeração distribuída diz respeito às centrais com potência instalada superior a 75 kW e até 5 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Em países onde o crescimento da GD é significativo, pode-se verificar a presença de incentivos fiscais e de uma regulamentação clara. No Brasil, a regulamentação da GD por meio da ANEEL foi o principal impulsionante ao desenvolvimento desta categoria de produção energética. Segundo a ANEEL (2018), desde abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede de distribuição local. Trata-se da micro e minigeração distribuídas.

Além disso, a cobrança de alguns impostos na fatura de energia de clientes com GD é dada de uma maneira mais branda ou é dispensada, com o objetivo de estimular o desenvolvimento deste tipo de geração.

De acordo com o Artigo 8 da Lei nº13.169 de 2015, referente às unidades consumidoras com GD, as alíquotas do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora, ou seja, sobre a diferença positiva entre a energia consumida e injetada na rede, ficam zeradas. Em relação ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) autorizou os Estados signatários do Convênio nº 16/2015 a concederem isenção do ICMS sobre o consumo líquido de energia, que é a diferença entre a energia injetada e consumida pelo sistema na rede, das unidades consumidoras com GD, com capacidade instalada de até 1 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017b).

O Governo de Minas Gerais foi além. Em junho de 2017, passou a oferecer isenção de ICMS no Estado para GDFV com capacidade de até 5 MW, o que contribuiu para tornar este Estado o principal destino de investidores (BOUÇAS, 2021). Este é um dos motivos, também, por fazer de Minas Gerais o maior produtor de energia solar do Brasil. E, por conseguinte, o Estado é o que possui a maior potência instalada de GD do país, como mostra o mapa da GD, representado pela Figura 1.

Em 2021, Minas Gerais aprimorou a sua legislação tributária através da Lei 23.762 de 6 de janeiro do mesmo ano, que prevê a redução de ICMS, podendo chegar a sua totalidade, sobre equipamentos e componentes utilizados na instalação de GDs com capacidade de até 5 MW. A própria energia gerada também é impactada pelo benefício (SECRETARIA DE ESTADO DE FAZENDA, 2021).

Portanto, os estímulos à geração distribuída se justificam pelos vários benefícios que a modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico, como o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Figura 1 – Mapa da GD



Fonte: Associação Brasileira de Geração Distribuída (2021).

Apesar das inúmeras vantagens da utilização de GD apresentadas, conforme mencionado anteriormente, pesquisas recentes já apontam algumas limitações encontradas no emprego da GD.

Matos e Catalão (2013) informam e explicam os seguintes possíveis impactos negativos da aplicação de GD:

- Fluxo de potência reverso, situação em que os equipamentos de proteção podem não estar preparados para atuar;
- Aumento no nível de tensão: normalmente o nível de tensão se eleva moderadamente, o que pode melhorar o perfil de tensão da rede onde a GD está aplicada. Entretanto, se essa inserção for em grande escala, os níveis de tensão podem ficar tão grandes ao ponto de afetar a qualidade da energia entregue ao consumidor;

- Sistemas de proteção: com surgimento de correntes reversas, pode ser necessário redimensionar a rede elétrica e utilizar novos equipamentos de proteção;
- Surgimento de harmônicos, já que os inversores e os geradores assíncronos podem injetar harmônicos indesejados na rede.

### 3.4 Geração Distribuída Fotovoltaica e Energia Solar

Os geradores solares fotovoltaicos são a principal fonte de energia para os sistemas de GD. A expansão da GDFV ocorreu devido a diversos fatores, como os incentivos governamentais, a disseminação e a redução dos preços da tecnologia fotovoltaica, além do baixo custo operacional e de manutenção (NARUTO, 2017).

No Brasil, por exemplo, de 2018 a 2019, a potência instalada de GDFV aumentou de 562,3 MW para 1.992,1 MW, um acréscimo de 254,28%, aproximadamente, sendo este o mais relevante das fontes de GD, como mostrado na Tabela 1. Além disso, a capacidade disponível de micro e minigeração distribuída cresceu de 669,6 MW em 2018 para 2.162,1 MW em 2019, cerca de 222,89%. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Para mais, até o final de outubro de 2020, a potência instalada de GD já era de 4.014 MW, representando uma adição de 85,65% em relação ao ano anterior (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 2020).

Tabela 1 – Capacidade Instalada - micro e minigeração distribuída (MW)

Fonte	2018	2019	Δ 19/18
Solar	562,3	1.992,1	254,28%
Hidráulica	58,9	96,7	64,18%
Térmica	38,1	63,0	65,35%
Eólica	10,3	10,4	0,96%
Capacidade disponível	669,6	2.162,1	222,89%

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2020).

Nota: Adaptada pelo autor.

Além disso, conforme dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), apesar da pandemia, que fez com que vários setores da indústria fossem prejudicados, a energia solar cresceu 70% no Brasil em 2020, somando-se as gerações distribuída e centralizada, representando um total de 7,785 GW de instalações solares, quase

metade da energia gerada por Itaipu (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2020).

Para mais, o fato de que a radiação solar no território brasileiro, quando comparada a de países referência em energia solar, como a Alemanha, assume valores maiores, mostra que a capacidade de geração do Brasil é expressiva (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY, 2020).

Ajudando com a consolidação das noções de radiação solar do país, com o intuito de contribuir com o planejamento do setor elétrico, o Atlas Brasileiro de Energia Solar disponibiliza uma base de dados que foi produzida a partir de imagens de satélites desde 1999 até 2015, capazes de comprovar o potencial do recurso energético solar desta nação. Tais dados também trazem informações sobre a variabilidade temporal e espacial do sol nos vários Estados brasileiros (PEREIRA et al., 2017). Em resumo, a utilização do recurso solar no Brasil, sobretudo na forma de GDFV, se apresenta como uma ótima opção para complementação de fontes convencionais de energia.

### **3.5 Impacto da Geração Distribuída no Perfil de Tensão e nas Perdas Elétricas**

A inclusão elevada de GD nas redes elétricas configura uma nova forma de distribuição de energia, visto que o fluxo de potência, que é normalmente unidirecional, passa a ter contribuições bidirecionais, o que pode ocasionar mudanças na tensão, corrente e gerar fluxo reverso.

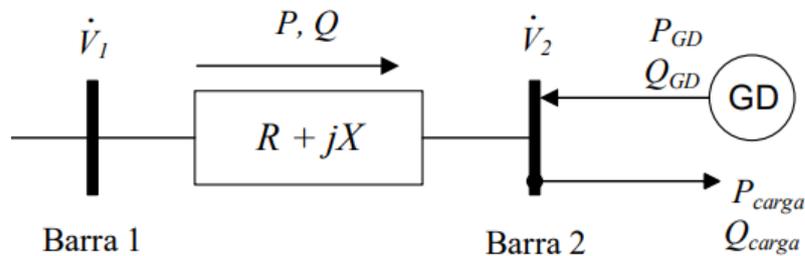
Em situações onde não há inserção de geradores distribuídos na rede, quando se analisa o alimentador de distribuição, as tensões nos nós dele tendem a diminuir a medida que os nós se encontram mais afastados da subestação. Isso se deve, principalmente, pela queda de tensão e pelas perdas elétricas que ocorrem nas linhas quando há circulação de corrente por elas. Assim, quanto mais afastada da subestação (SE) uma carga se encontra, a tendência é que menores serão os níveis de tensão nela, quando se comparados com os da subestação. Com o intuito de se reestabelecer níveis de tensão adequados para o correto funcionamento das cargas mais afastadas da subestação, muitas vezes são inseridos reguladores de tensão na rede (PEPERMANS et al., 2005).

Uma alternativa para que talvez não seja necessário a instalação de reguladores, de acordo com o estudo realizado por Tonini e outros (2019), seria a implementação da GDFV, já que ela foi capaz de apresentar um desempenho semelhante ao dos reguladores.

Assim, a geração distribuída, que normalmente é conectada próxima à carga, pode reestabelecer os níveis de tensão naquele ponto ou, dependendo da intensidade da geração, torna-los ainda mais elevados que na subestação (VARGAS, 2018).

Uma análise simplificada feita por Vargas (2018) ajuda a compreender o cenário descrito. A Figura 2 ilustra um sistema com duas barras infinitas. A Barra 1, com tensão  $\dot{V}_1$ , entrega uma potência ativa  $P$  e uma potência reativa  $Q$  para a carga, que absorve potências  $P_{carga}$  e  $Q_{carga}$  e está conectada na Barra 2, através de uma linha que possui uma impedância simplificada igual a  $R + jX$  ohms, onde  $R$  é a resistência da linha e  $X$  a reatância. A Barra 2 apresenta tensão  $\dot{V}_2$ . Além disso, uma GD conectada também na Barra 2 entrega uma potência ativa  $P_{GD}$  e uma potência reativa  $Q_{GD}$  para o sistema.

Figura 2 – Sistema simplificado de distribuição de duas barras com GD inserida.



Fonte: Vargas (2018).

Para simplificar a análise, assumiu-se que a tensão da Barra 1 é considerada a tensão de base do sistema, com ângulo de  $0^\circ$ , e que a variação no ângulo das tensões entre as barras é muito pequena, de tal forma que a potência entregue pela Barra 1 pode ser descrita pela equação (1), a corrente  $\dot{I}$  pela equação (2), a tensão na Barra 2 pela equação (3), as potências ativa e reativa injetadas pela Barra 1 podem ser descritas pela equação (4) e pela equação (5), respectivamente, e a variação de tensão aproximada entre as Barras 1 e 2 pela equação (6).

$$P + jQ = |\dot{V}_1 \cdot \dot{I}^*| \quad (1)$$

$$\dot{i} = \frac{P + jQ}{\dot{V}_1} \quad (2)$$

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 - \dot{i}(R + jX) \quad (3)$$

$$P = P_{carga} - P_{GD} \quad (4)$$

$$Q = Q_{carga} - Q_{GD} \quad (5)$$

$$\Delta V \approx R(P_{carga} - P_{GD}) + X(Q_{carga} - Q_{GD}) \quad (6)$$

Assumindo uma GD que não entrega reativos, ou seja,  $Q_{GD} = 0$ , à medida em que a potência ativa da GD aumenta, enquanto  $P_{GD} < P_{carga}$ , a queda de tensão e as perdas elétricas na linha diminuem, e o nível de tensão na Barra 2 se aproxima de  $\dot{V}_1$ . Entretanto, se  $P_{GD} > P_{carga}$ , a tensão  $\dot{V}_2$  se torna maior que  $\dot{V}_1$ , podendo caracterizar uma situação de sobretensão na rede (VARGAS, 2018).

### 3.6 O software OpenDSS e o Fluxo de Potência

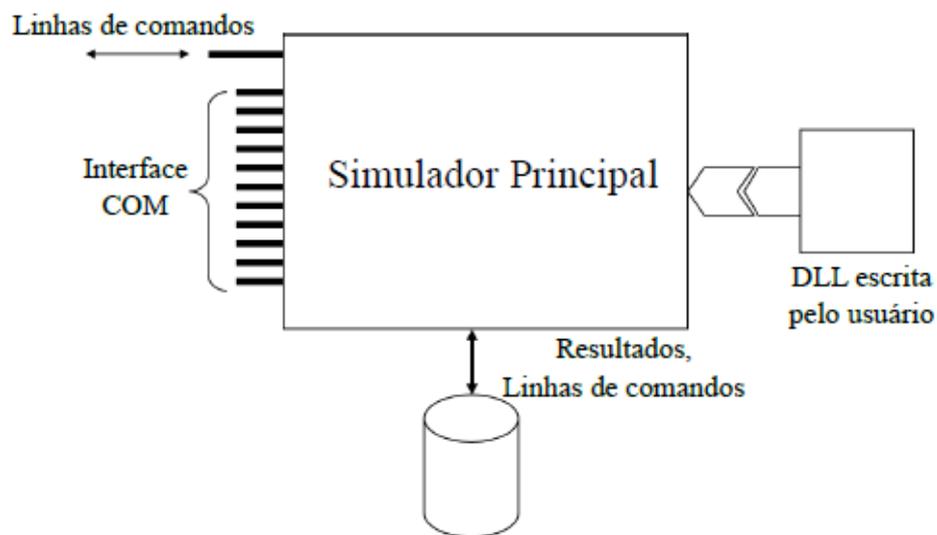
O cálculo do fluxo de potência determina, em condições de regime permanente e na frequência fundamental, as tensões nos nós, as potências entregues e absorvidas pelos elementos e as correntes injetadas nos equipamentos de determinada rede elétrica. Em posse dos dados elétricos gerados no estudo do fluxo de potência, pode-se julgar necessário ou não a tomada de alguma atitude para se satisfazer critérios normativos de queda de tensão, de carregamento da rede, e para se mitigar as perdas elétricas no sistema (FREITAS, 2015).

Segundo Grainger e Stevenson (1994), os métodos tradicionais de cálculo do fluxo de potência, como o Gauss-Reidel e o Newton Raphson, envolvem processos iterativos que representam a rede trifásica usando um monofásico equivalente, numa tentativa de simplificação do sistema para que a convergência dos cálculos seja possível.

Porém, com o avanço da computação e com o aumento da complexidade dos sistemas elétricos a serem analisados, torna-se necessário a utilização de *softwares*, como o OpenDSS, que realizam métodos trifásicos para o cálculo de fluxo de potência (FREITAS, 2015). Contudo, não é intuito deste trabalho se aprofundar no algoritmo realizado pelo *software*.

Sobre o OpenDSS, ele é um *software* de simulação desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), baseado em linhas de comando, que se apresenta sob licença de código aberto e, em geral, possui a estrutura da Figura 3. As estruturas podem ser definidas pelo usuário ou oriundas de arquivos externos (FREITAS, 2015). Alguns alimentadores, como os do IEEE que serão estudados neste trabalho, já estão modelados no *software*. O programa é capaz de lidar com redes que apresentam geradores distribuídos.

Figura 3 – Estrutura do OpenDSS



Fonte: Freitas (2015).

Nele é factível realizar os seguintes estudos:

- Fluxo de potência;
- Curto-circuito;
- Fluxo de Harmônicos;
- Estabilidade;
- Crescimento da demanda.

Além disso, no *software* é possível modelar elementos de rede como linhas, geradores, barras, unidades de conversão de energia, transformadores e os sistemas fotovoltaicos baseados em inversores que serão utilizados no estudo, dentre outros. As redes reais já modeladas apresentam muitos dos vários constituintes citados, assim como o sistema original, o que permite a inserção

de novos equipamentos e a previsão de uma situação autêntica. A ferramenta é tão importante e tão bem reconhecida que, segundo Carneiro (2019), as concessionárias estão empregando, por uma exigência da ANEEL desde 2014, o OpenDSS para simular redes de distribuição e realizar os cálculos de perdas técnicas e os estudos de fluxo de potência.

## 4 METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO

Este trabalho classifica-se, quanto à sua natureza, como uma pesquisa aplicada, já que alguns dos resultados obtidos podem ser aplicados na prática para se atender determinadas situações desejadas. Em relação aos objetivos, esta é uma pesquisa explicativa, já que ela procura explicar os porquês das alterações nas grandezas elétricas de determinados alimentadores em situações de elevada inserção de geração distribuída fotovoltaica. Quanto à abordagem, trata-se de uma pesquisa quantitativa, pois houve a aplicação de métodos matemáticos, pelo *software*, no cálculo do fluxo de potência realizado e, além disso, coletou-se dados numéricos gerados nas simulações feitas. Em relação aos métodos de procedimentos técnicos, este é um trabalho experimental, uma vez que os elementos das redes elétricas são submetidos a diversos cenários, que provocam mudanças nos valores das variáveis, que por sua vez influenciam o comportamento dos objetos de estudo, no caso as redes elétricas, e geram novos resultados.

Para estudar os impactos da GDFV na rede elétrica, propôs-se simular as redes de 13, 34 e 123 nós do IEEE no *software* OpenDSS, separadamente, e em cenários de alta inserção de GDFV baseados em inversores. Todas as três redes já estão modeladas, sem os geradores fotovoltaicos, no *software* e disponíveis nas próprias pastas de arquivos dele. Para que a realização das simulações fosse possível, primeiramente foi necessário aprender a utilizar o *software* e a modelar algumas estruturas básicas de um sistema de distribuição convencional, como linhas, cargas e transformadores. Após o desenvolvimento do domínio suficiente sobre a ferramenta, iniciou-se a modelagem dos sistemas fotovoltaicos e a realização dos cenários de integração.

O material base para o entendimento do *software* e uma das principais fontes de referência deste projeto foi o trabalho de conclusão de curso do Freitas (2015). Ele foi estagiário do EPRI e participou do desenvolvimento do OpenDSS. Em sua monografia, que é descarregada juntamente com o *software* ao transferi-lo para um computador, há uma descrição detalhada, incluindo exemplos e códigos, de como modelar os principais elementos que definem uma rede elétrica no OpenDSS. Ele também explica os algoritmos que o *software* usa para o cálculo de fluxo de potência. Vale ressaltar que não é objetivo do presente projeto ensinar como manipular o OpenDSS.

Os modelos das redes de 13, 34 e 123 nós presentes no OpenDSS, quando não alterados, foram validados comparando-se os resultados dos fluxos de potência deles com os publicados pelo próprio IEEE para esses alimentadores (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 1992a, 1992b, 1992c).

Para a realização das inspeções, inseriu-se os sistemas fotovoltaicos, modelados e explicados nas seções posteriores, em todos os nós que possuem carga de cada alimentador. O acoplamento de cada GDFV nas barras foi realizado através de um transformador. Uma carga em um nó pode ser considerada um consumidor final de um sistema elétrico. Assim, realizou-se os fluxos de potência, calculou-se as tensões em cada nó e as correntes que circulam nas linhas presentes nas redes, e traçou-se os perfis de tensão. Além disso, verificou-se as perdas elétricas em cada situação e observou-se a existência ou não de sobrecarga nas linhas. A integração fotovoltaica foi feita gradativamente. Primeiro, a análise de cada rede ocorreu sem alocação de GDFV, depois com a alocação gradativa de 25%, 50%, 75% e 100% da potência das cargas presentes nos alimentadores, inserindo os inversores em todos os nós com carga. A análise aconteceu para cada cenário citado. Alguns cenários com curvas de carga e de irradiância também foram desenvolvidos, com o intuito de se avaliar o efeito da variação temporal nas usinas fotovoltaicas e nas tensões dos nós próximos à subestação.

A modelagem do sistema fotovoltaico e a caracterização das três redes são detalhadas nas seções seguintes. Também estão explanadas as etapas do desenvolvimento deste trabalho, os resultados e as conclusões obtidas.

#### **4.1 Modos de Operação do OpenDSS**

As simulações no *software* OpenDSS podem ser realizadas em dois diferentes modos para o cálculo do fluxo de potência, o modo *SnapShot* e o modo *Daily*. O modo *SnapShot* calcula o fluxo de potência para uma situação pontual, e não considera curvas temporais.

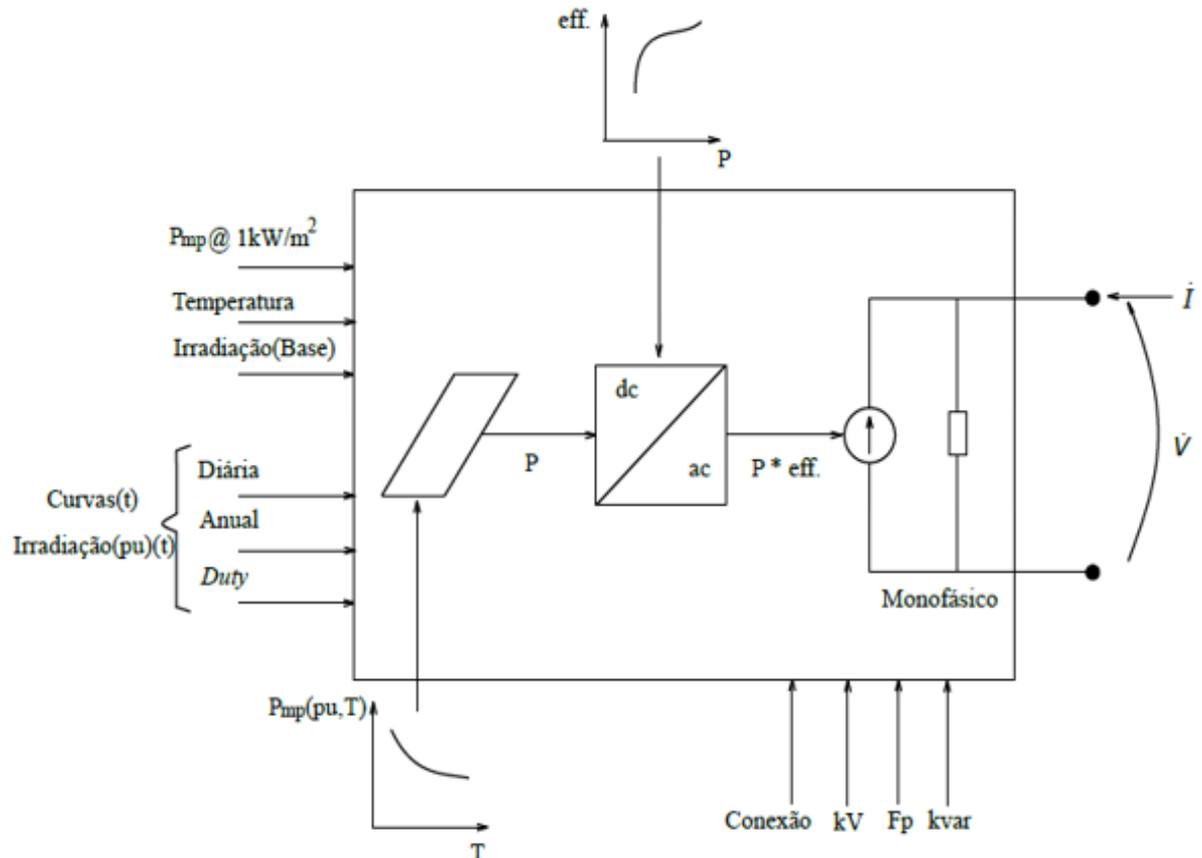
Desta forma, ele faz com que todos os parâmetros sejam invariantes no tempo. Já o modo *Daily*, em geral, realiza o cálculo do fluxo de potência 24 vezes, ou seja, 1 vez para cada hora do dia. Porém, o *software* é capaz de discretizar o dia em mais ou menos pontos que 24 (FREITAS, 2015). Existe também o modo anual, mas este não é importante para o presente trabalho.

Aqui, utilizou-se o modo *Snapshot* para analisar algumas condições limites dos circuitos, quando com presença dos sistemas fotovoltaicos, e o modo *Daily* para verificar o comportamento da tensão nos nós próximos à subestação durante o dia, onde definiu-se curvas de temperatura e irradiância para modelar os sistemas fotovoltaicos, e aplicou-se curvas de carga nas cargas presentes nos alimentadores. Analisar com o modo *Daily* é importante pois a geração fotovoltaica varia durante o dia, sendo mais presente nos horários com maior radiação solar.

## 4.2 Modelo do Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico do OpenDSS conta com a integração do conjunto de módulos fotovoltaicos e do inversor, gerando um modelo matemático. O seu diagrama esquemático é apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico



Fonte: Freitas (2015).

Entregue pelos painéis, no instante  $t_0$ , tem-se uma potência  $P(t_0)$ , calculada conforme a equação (7), onde  $Pmp(1kW/m^2)$  é a potência no ponto de máxima potência para a irradiância de  $1kW/m^2$ ,  $irradiância(pu)(t_0)$  é o valor da irradiância por unidade (pu) no instante  $t_0$ ,  $irradiância(Base)$  é o valor máximo da irradiância selecionado e  $Pmp(pu, T(t_0))$  é o fator de correção de  $Pmp$ , em pu, em função da temperatura  $T$  no instante  $t_0$ .

$$P(t_0) = Pmp(1kW/m^2).irradiância(pu)(t_0).irradiância(Base).Pmp(pu, T(t_0)) \quad (7)$$

Tanto a  $irradiância(pu)(t_0)$  quanto a  $Pmp(pu, T(t_0))$  são definidas como curvas diárias no tempo, em pu. Sendo transmitida pelo inversor, tem-se a potência de saída alternada  $P_{ac}$ , apresentada pela equação (8).

$$P_{ac} = P(t).eff(P_{ac}(t)), \quad (8)$$

Em que  $P(t)$  é a potência entregue pelos módulos fotovoltaicos no instante  $t$  e  $eff(P_{ac}(t))$  é a eficiência do inversor para uma dada potência de saída, também definida por uma curva no OpenDSS.

Desta forma, os parâmetros utilizados para definir o sistema fotovoltaico ( $PVSystem$ ) no OpenDSS, de acordo com o diagrama de blocos e com as equações, são potência no ponto de máxima potência  $Pmp(1kW/m^2)$ , a potência  $kVA$  do inversor, em quilovolt-ampere (kVA), a tensão nominal  $kV$ , em quilovolt (kV), o tipo de conexão do sistema, estrela ou triângulo, o fator de potência (FP)  $PF$ , a irradiação de base  $irrad$ , a temperatura de base  $Temperature$ , as curvas de irradiação por tempo, de temperatura por tempo, de  $Pmp(pu)$  por temperatura, e de potência ativa, também em pu, por eficiência do inversor.

Quando o modo de simulação escolhido no OpenDSS é o *SnapShot*, as curvas de irradiância e de temperatura do  $PVSystem$  são ignoradas. O sistema considera a irradiação de base e a temperatura de base para definir a potência entregue pelos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, a de saída do inversor. O valor de  $Pmp(pu)$  é definido pela temperatura de base. Já no modo *Daily*, a temperatura se comporta de acordo com a curva de temperatura descrita e a irradiação é dada pela irradiação de base agindo como multiplicador da curva de

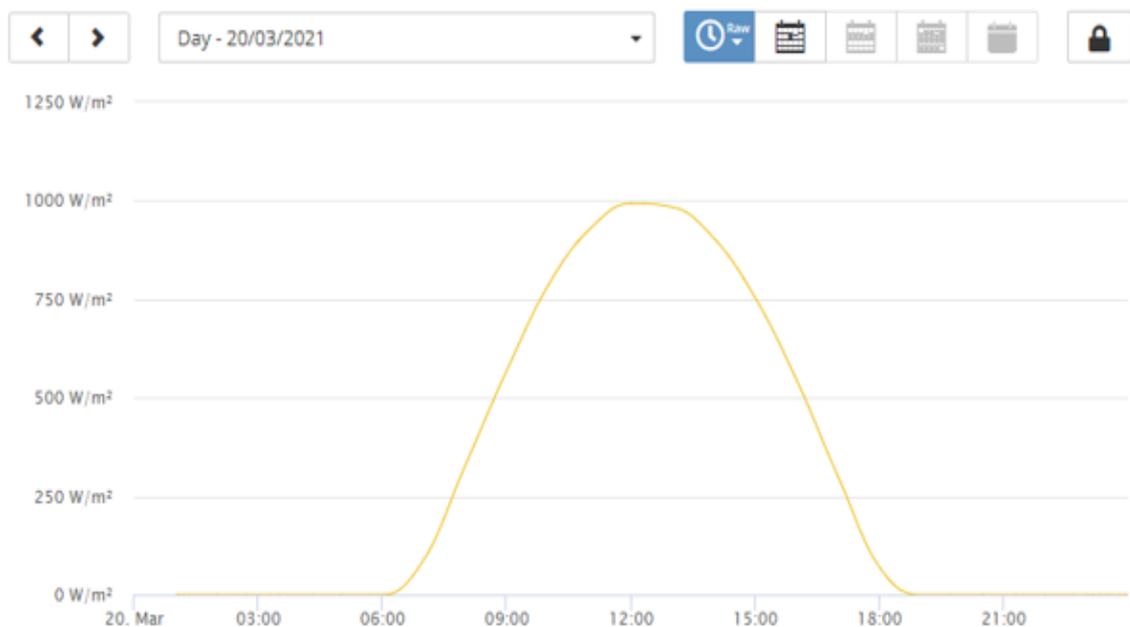
irradiância. A potência de saída alternada é definida conforme a equação (2), que depende da curva de eficiência do inversor e da curva de  $Pmp$  ( $pu$ ) por temperatura.

#### 4.2.1 Curva de irradiação

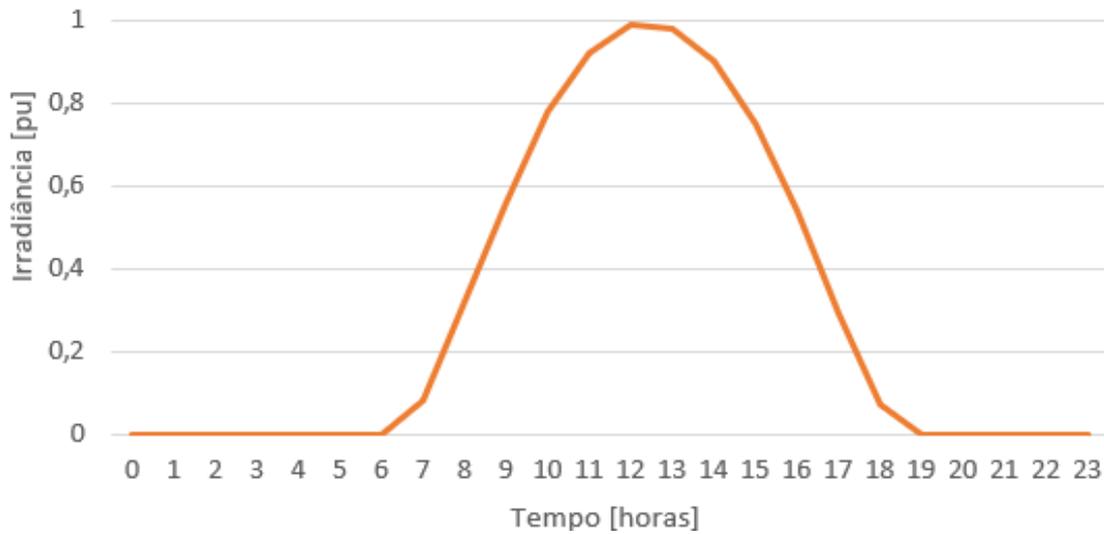
A curva diária de irradiação usada para modelar os geradores fotovoltaicos foi coletada a partir de um piranômetro presente numa planta fotovoltaica de 292 quilowatts-pico (kWp) em Cabo Frio, no Rio de Janeiro. Os dados foram adquiridos de um sistema de monitoramento particular, o *Quantum Monitoring & Control*, durante uma atividade profissional exercida pelo autor. Os valores colhidos são do dia 20 de março de 2021 e a curva é representada no Gráfico 3.

Como o sistema de monitoramento fornece também os valores nominais de irradiância discretizados a cada hora durante 24 horas (h), em  $W/m^2$ , estes foram normalizados em  $pu$ , utilizando a base de  $1000W/m^2$ , valor referência do *Standard Test Conditions* (STC) dos módulos solares. A curva que é repassada para o OpenDSS é a em  $pu$ , como informado anteriormente, representada no Gráfico 4. Esta curva influencia diretamente a geração dos módulos fotovoltaicos, uma vez que há a elevação da corrente nas placas solares com o aumento da irradiância e, também, da tensão, porém numa escala menor.

Gráfico 3 – Irradiação solar horizontal média em Cabo Frio no dia 20 de março de 2021



Fonte: Produção do próprio autor.

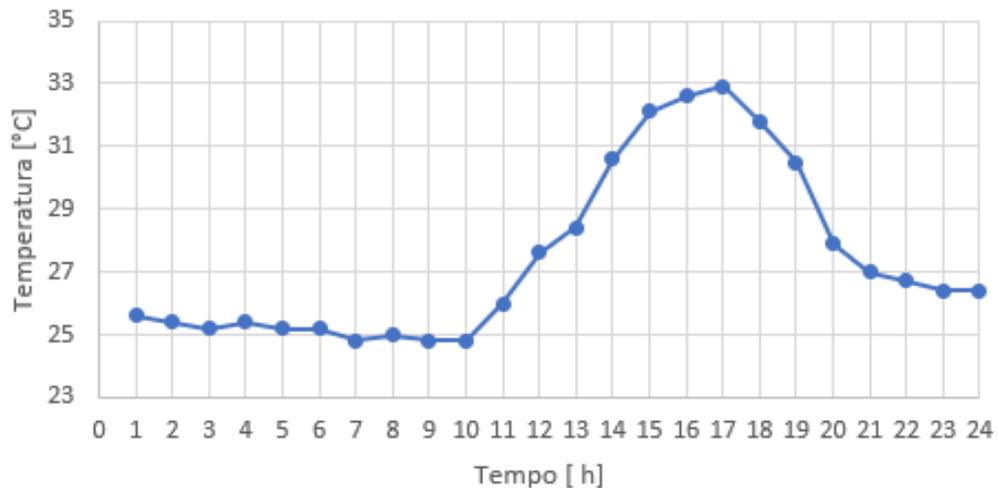
Gráfico 4 – Curva de Irradiância utilizada no OpenDSS para modelar o *PVSystem*

Fonte: Produção do próprio autor.

#### 4.2.2 Curva de temperatura

Como a usina monitorada não possui sensor de temperatura para ler os dados de seus painéis solares e nem do ambiente, a curva de temperatura dos módulos fotovoltaicos modelados no *software* foi estimada a partir da curva de temperatura ambiente divulgada pelo Instituto Nacional de Meteorologia (2021), captada na estação do Rio de Janeiro – Forte de Copacabana, também no dia 20 de março de 2021. A curva referência é exibida no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Temperatura ambiente no Rio de Janeiro no dia 20 de março de 2021

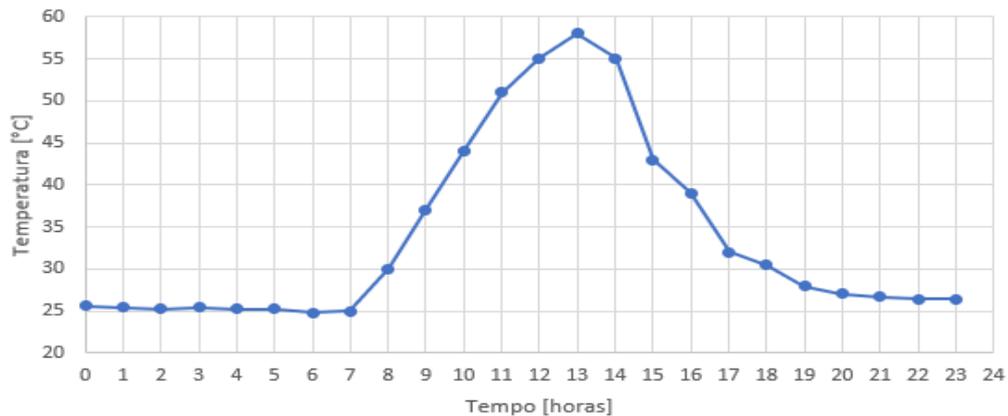


Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (2021).

Nota: Adaptado pelo autor.

Da experiência profissional e da curva de temperatura dos painéis exposta por Freitas (2015), conclui-se que a temperatura do módulo, quando operando durante os horários mais quentes do dia e com radiação solar, aumenta em média cerca de 20 a 25 °C, de tal forma que se torna válido estimar a curva de temperatura utilizada nas simulações tal qual a do Gráfico 6.

Gráfico 6 – Curva de temperatura utilizada no OpenDSS para modelar o *PVSystem*

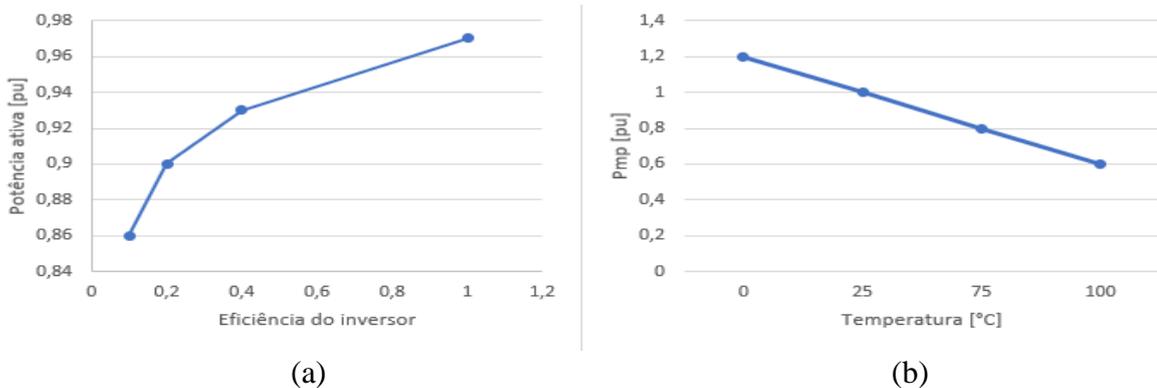


Fonte: Produção do próprio autor.

#### 4.2.3 Curvas de $P_{mp}$ dos módulos fotovoltaicos e de eficiência do inversor

As curvas de  $P_{mp}$  ( $pu$ ) por temperatura e a de eficiência do inversor em função da potência fornecida aplicadas nos *PVSystems* são representadas no Gráfico 7. Ambas foram utilizadas por Freitas (2015) em sua monografia. Como pode-se perceber pelas curvas, a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico diminui com o aumento da temperatura, e a eficiência do inversor aumenta com a ampliação da potência de entrada.

Gráfico 7 – Curva de potência ativa por eficiência do inversor (a) e curva de  $P_{mp}$  por temperatura (b) dos sistemas fotovoltaicos modelados



Fonte: Freitas (2015).

### 4.3 Modelo Completo do Sistema Fotovoltaico com Transformador de Acoplamento

Para conectar os *PVSystems* nas barras das redes, utilizou-se um transformador de acoplamento em cada para conectar os inversores em baixa tensão. Como as redes têm suas particularidades, contendo barras monofásicas, bifásicas e trifásicas, a quantidade de fases de qualquer transformador foi definida pela barra na qual ele foi conectado. As tensões nominais dos transformadores no lado dos sistemas fotovoltaicos foram definidas em 277 volts (V) por fase, ou seja, 480V de tensão de linha, assim como as tensões nominais dos inversores. As tensões nominais dos transformadores no lado da rede elétrica foi definida de acordo com o valor da tensão nominal da própria rede.

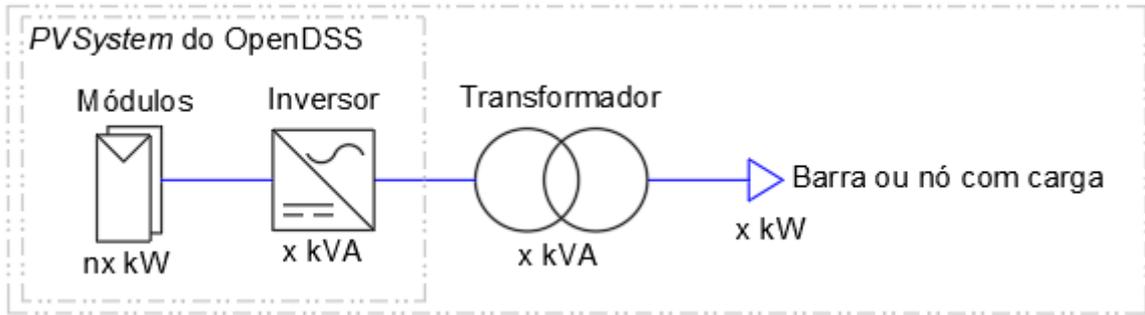
A impedância equivalente de cada transformador foi estabelecida em 1% para que a regulação de tensão destes transformadores fosse baixa e a tensão no secundário não se alterasse de forma significativa. A resistência em série foi definida em 0,55% (FREITAS, 2015).

Como o sistema fotovoltaico gera majoritariamente potência ativa, a potência em kVA dos transformadores foi fixada nos valores das potências ativas das cargas de cada barra. Para barras trifásicas com cargas desequilibradas, por exemplo, somou-se as potências ativas das três fases e definiu-se um transformador trifásico que fornecesse minimamente a soma das potências.

Desta maneira, o estudo não é prejudicado e o transformador consegue entregar na sua saída a energia recebida por ele através do sistema fotovoltaico, subtraindo-se as perdas, em cada cenário proposto. A potência aparente dos inversores utilizada foi a mesma dos seus respectivos transformadores. Para variar a potência dos sistemas fotovoltaicos nos cenários de 25%, 50%, 75% e 100% da potência das cargas presentes nos alimentadores, alterou-se o  $Pmp(1kW/m^2)$  de cada GDFV.

Assim, o modelo fotovoltaico junto ao seu respectivo transformador, funcionando no modo *snapshot*, pode ser representado pela Figura 5, onde  $x$  é o valor da potência genérica de cada carga e  $n$  é a variação do  $Pmp(1kW/m^2)$  dos módulos fotovoltaicos, ou seja, representa os 25%, 50%, 75% ou 100%. Porém, no modo *Daily*, essa relação de potência não é válida, pois a potência entregue pelos módulos fotovoltaicos varia no tempo. Neste modo, analisou-se a tensão de saída da subestação durante as 24 horas simuladas.

Figura 5 – Modelo referência dos sistemas fotovoltaicos inseridos nos nós com carga



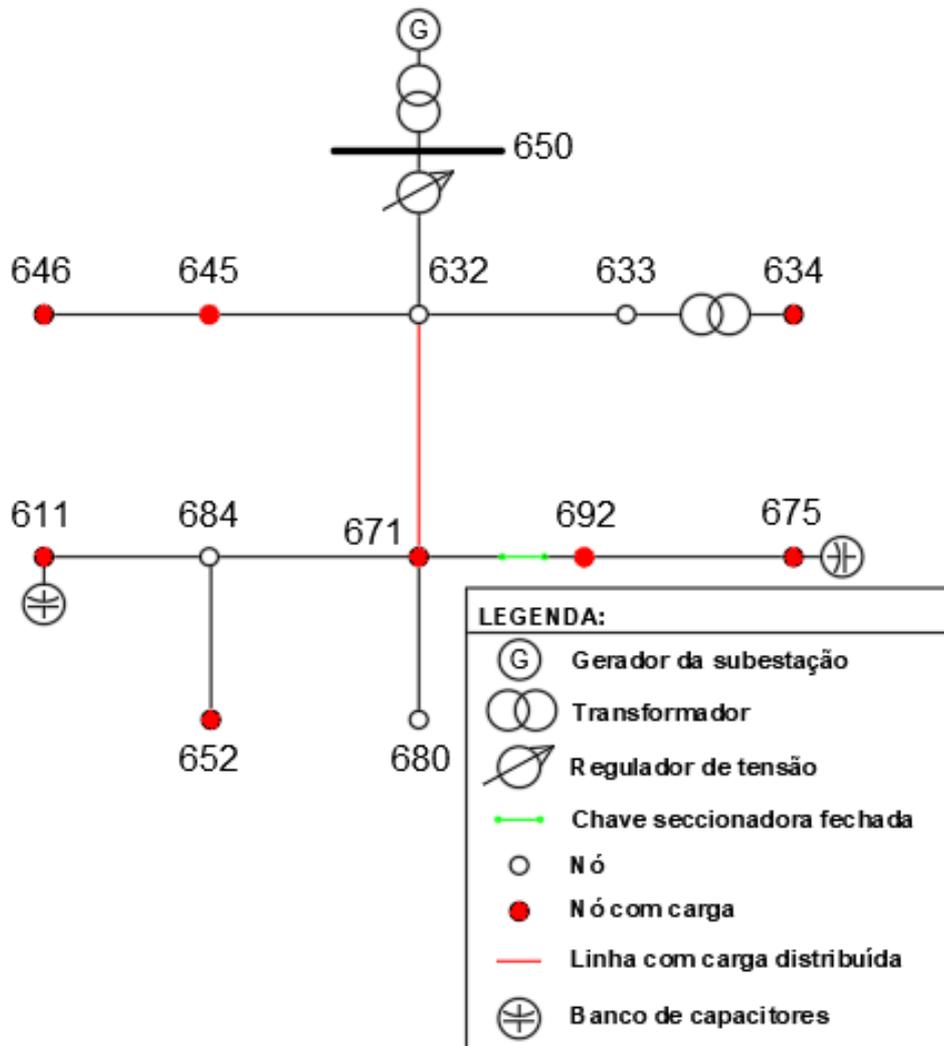
Fonte: Produção do próprio autor.

## 5 CENÁRIOS DESENVOLVIDOS NA REDE DE 13 BARRAS DO IEEEE

### 5.1 Caracterização do Alimentador de 13 nós do IEEEE

A rede apresenta ramais trifásicos, bifásicos e monofásicos, e é composta por elementos como a subestação (barra 650) e um transformador abaixador de 115kV para 4,16kV próximo dela. Dos 13 nós, apenas 9 são constituídos de carga. Há entre os nós 632 e 671 uma carga distribuída, explicitada na Tabela 2, e os nós 611, 634, 645, 646, 652, 671, 675 e 692 contém cargas concentradas, que estão caracterizadas na Tabela 3. O diagrama unifilar deste alimentador é exibido na Figura 6.

Figura 6 – Diagrama unifilar da rede de 13 nós do IEEEE



Fonte: *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (1992a).

Nota: Adaptado pelo autor.

Toda carga apresenta sua própria potência nominal, seu modelo e seu tipo de ligação. Elas podem estar ligadas em estrela (Y) ou delta (D). O modelo da carga pode ser definido como de potência constante (PQ), que é quando as potências ativa e reativa são iguais aos seus valores nominais, independentemente do valor da tensão de alimentação, de corrente constante (I), que é o caso no qual a corrente absorvida e o ângulo de rotação de fase entre a tensão e a corrente das cargas não sofrem variação quando a tensão varia, e de impedância constante (Z), que é quando a impedância das cargas permanece constante mesmo que haja mudanças no valor na tensão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Além das cargas, o alimentador possui capacitores nos nós 675 e 611 e um regulador de tensão entre a barra 650 e o nó 632. Existe também uma chave seccionadora, que foi mantida fechada, entre os nós 671 e 692 da rede. Todas as demais informações a respeito desse alimentador não apresentadas estão disponíveis no relatório do IEEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 1992a).

Tabela 2 – Carga distribuída do alimentador de 13 nós do IEEE

Nó A	Nó B	Carga Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (1992a).

Tabela 3 – Cargas concentradas do alimentador de 13 nós do IEEE

Nó	Carga Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
<b>TOTAL</b>		<b>1158</b>	<b>606</b>	<b>973</b>	<b>627</b>	<b>1135</b>	<b>753</b>

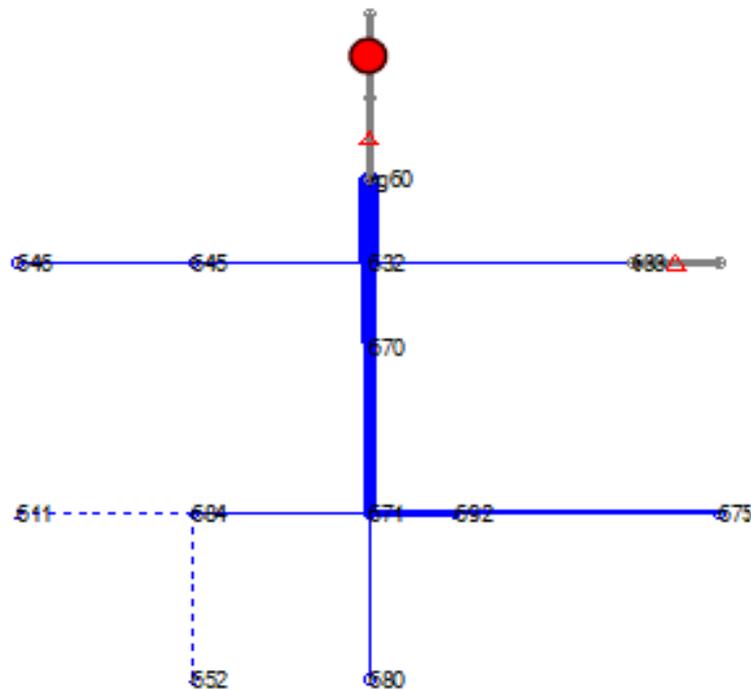
Fonte: *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (1992a).

## 5.2 Resultados das Simulações no Alimentador de 13 nós no Modo *Snapshot*

### 5.2.1 Fluxo de potência da rede 13 nós no modo *Snapshot*

Inicialmente, realizou-se o estudo do fluxo de potência na rede normal, sem a inserção de GDFV. A Figura 7 exibe o circuito da rede. As linhas mais grossas indicam um maior fluxo de corrente e potência e as mais finas, um menor. As linhas pontilhadas são barras monofásicas. Os triângulos representam os transformadores existentes e a esfera vermelha, a saída da subestação.

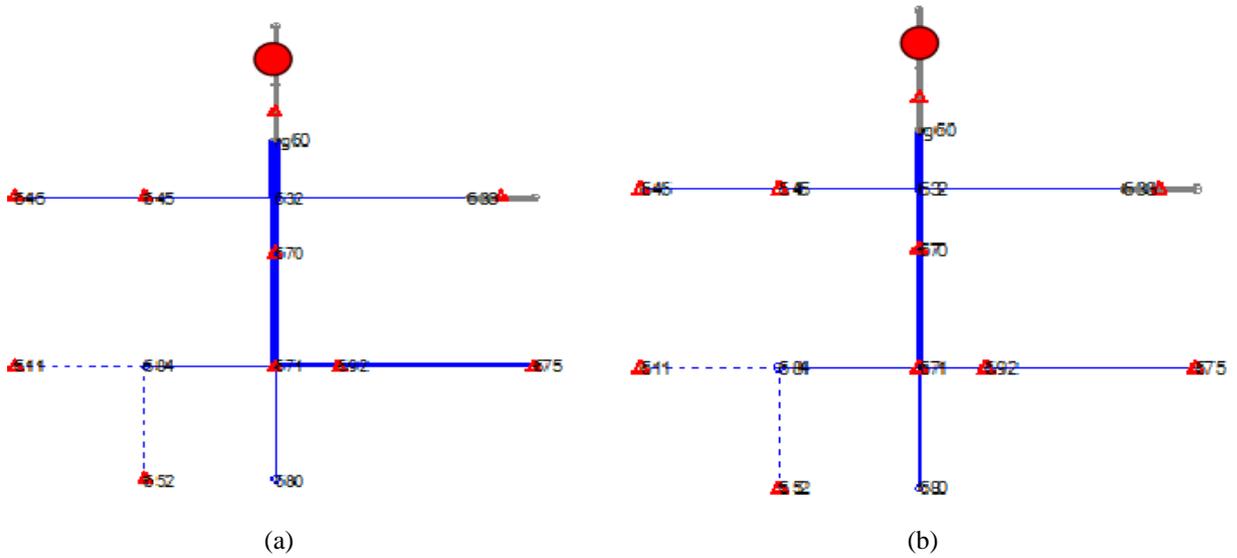
Figura 7 – Fluxo de potência do alimentador de 13 nós sem GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

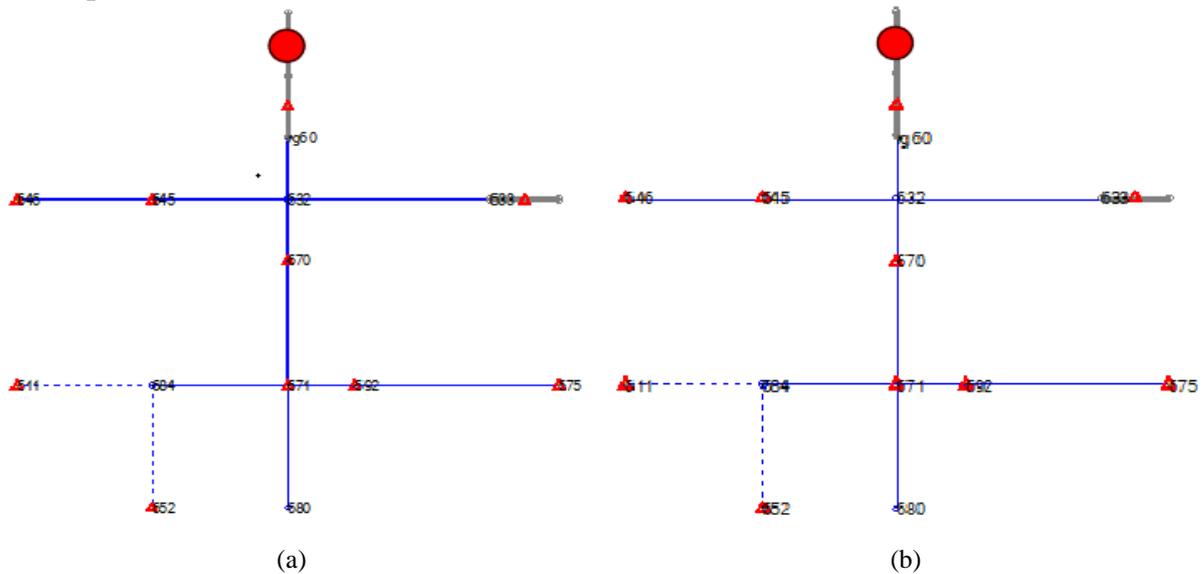
Uma análise rápida que pode ser feita a partir do circuito da Figura 7, baseado na espessura das linhas, é que na saída da subestação é onde se tem a maior concentração de potência, pois é ela que entrega toda a energia demandada pelas cargas do circuito. Além disso, as cargas com maiores potências nominais, como a 671 e a 675, demandam uma maior quantidade de corrente do que as outras. Estudos da mesma natureza foram feitos em cenários com inserção de GDFV com 25% e 50% da potência ativa das cargas, como mostrado na Figura 8, e 75% e 100%, assim como na Figura 9. O fator de potência dos inversores foi definido em 1.

Figura 8 – Fluxos de potência do alimentador de 13 nós com GDFV com 25% (a) e 50% (b) da potência ativa das cargas



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 9 – Fluxos de potência do alimentador de 13 nós com GDFV com 75% (a) e 100% (b) da potência ativa das cargas



Fonte: Produção do próprio autor.

Quanto maior a potência fornecida pela GDFV no nó, menor é a necessidade de se transportar parcela de energia da subestação para as cargas. O surgimento de novos triângulos no alimentador é justificado pela maior quantidade de transformadores existentes ao se inserir os sistemas fotovoltaicos. Com exceção do transformador da subestação, todos os outros estão interligados a uma GDFV. Assim, para efeito de comparação, a Tabela 4 exibe a potência entregue pela subestação e o FP em cada um dos cenários.

Tabela 4 – Potência entregue pela subestação nos diversos cenários de inserção de GDFV para o alimentador de 13 nós

Potência da SE	sem GDFV	25% de GDFV	50% de GDFV	75% de GDFV	100% de GDFV
kW	3578	2680,2	1798,5	931,8	252,1
kvar	1722,6	1591	1498,2	1441,1	1419,4
kVA	3971	3116,8	2340,8	1716,1	1441,6
FP	0,901	0,86	0,768	0,543	0,175

Fonte: Produção do próprio autor.

Algumas análises podem ser feitas a partir destes dados. Como a GDFV gera potência ativa, com o aumento da inserção no alimentador, a quantidade de energia injetada pela SE vai se tornando cada vez menor. Com 100% de GDFV, apenas 252,1 kW de potência ativa é entregue pelo gerador principal.

Essa parcela refere-se, principalmente, às perdas nas linhas, nos transformadores e às intrínsecas aos geradores fotovoltaicos, pois todas as cargas já estão sendo supridas. Entretanto, a potência reativa da rede quase não é afetada. Ela se reduz minimamente com o aumento da inclusão de GDFV pois a corrente que circula na rede diminui e, conseqüentemente, as perdas ativas e a absorção de reativos pela linha.

Na tentativa de se evitar maiores problemas, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 414, determina que o FP mínimo para as unidades consumidoras do Grupo A deve ser de 0,92 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Portanto, para se realizar a correção do FP e se enquadrar nas normativas, muitas vezes são implantadas nas unidades consumidoras bancos de capacitores para a compensação de reativos. Porém, uma solução atual é alterar o FP dos inversores inteligentes, o que já é possível de ser feito.

No mercado solar, a maioria dos inversores já possui a função de mudança do FP visando adequar as usinas solares à realidade da linha. Como o OpenDSS trabalha com inversores inteligentes, esta função também está disponível.

Com o objetivo de se diminuir também a absorção de reativos no alimentador por meio das cargas, realizou-se novamente as simulações, porém agora com inversores com FPs diferentes

de 1, buscando-se atingir uma razão entre a potência ativa e aparente entregues pela SE de no mínimo 0,92. Os novos valores estão na Tabela 5.

Tabela 5 – Potência entregue pela SE da rede de 13 nós ao se mudar o FP dos inversores

Potência da SE	sem GDFV	25% de GDFV	50% de GDFV	75% de GDFV	100% de GDFV
kW	3578	2683,5	1806,9	959,4	397
kvar	1722,6	1139,9	769,8	367,1	91,2
kVA	3971	2915,6	1964	1027,2	407,4
FP dos inversores	-	0,900	0,930	0,930	0,930

Fonte: Produção do próprio autor.

Ao se examinar a Tabela 5, pode-se concluir que alterar o fator de potência dos inversores inteligentes é uma boa alternativa para se reduzir a quantidade de energia reativa na rede, pois os inversores passam a suprir parte da demanda reativa das cargas. Entretanto, como a potência aparente entregue pela SE é muito menor neste caso, há uma menor circulação de corrente pelas barras, o que provoca a diminuição da queda de tensão nas linhas, além das perdas elétricas. Um dos efeitos dessa menor queda de tensão entre nós é o aumento da tensão nos nós. Essa elevação, quando significativa, pode também representar um problema. É o caso das sobretensões. O fato da sobretensão no alimentador em questão, para tal situação, é exposto no próximo tópico.

Sobre as perdas, com o aumento da inserção de GDFV, ocorre a redução delas nas linhas, como já explicitado. Em ambos os casos simulados, com os FPs dos inversores unitários ou não, esse fato é comprovado. A diferença entre os dois casos é pequena, porém as perdas na rede com FP adequado são ligeiramente menores. Para expor o fato, comparou-se as perdas elétricas do alimentador sem nenhuma GDFV e dele com máxima inserção, ou seja, 100%, para FPs não unitários dos inversores. Vale ressaltar que, como houve um aumento do número de transformadores na rede, as perdas elétricas totais nos transformadores também cresceram. Entretanto, as perdas nos transformadores pré-existentes tendem a diminuir uma vez que há um descarregamento da rede. Como a linha sem GDFV possuía apenas dois transformadores, as perdas elétricas nos transformadores eram bem menores. Mas já que, neste caso, o fluxo de potência na rede era intenso, as perdas nas linhas e a queda de tensão foram bem maiores. Os dados são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 – Perdas elétricas na rede de 13 nós sem GDFV e com 100% de inserção

Cenários	Perdas nas linhas	Perdas nos transformadores das GDFVs	Perdas nos transformadores pré-existentes	Total
Sem GDFV	104,7 kW	0 kW	5,8 kW	110,5 kW
100% de GDFV	15,1 kW	27 kW	1,8 kW	43,9 kW

Fonte: Produção do próprio autor.

Além de diminuir as perdas elétricas nas linhas, uma maior inserção de GDFV provoca também a redução das sobrecargas do alimentador. Para esta rede operando sem GD, no OpenDSS, há sobrecarga no transformador existente entre os nós 633 e 634. Ele tem capacidade de corrente de 76,332 amperes (A) no primário, porém circula 81,349A em uma das fases.

Para mais, a linha que liga os nós 650 e 632, que é a da saída da subestação, possui sobrecarga nas suas 3 fases. A capacidade de corrente da linha é de 400A, porém esse valor é ultrapassado em todas as fases. Outras linhas sobrecarregadas, também com capacidade de 400A, são as que ligam os nós 632 e 670 e os nós 670 e 671. É fácil observar a coerência desses resultados a partir da Figura 7, que apresenta linhas azuis mais grossas para estes trechos.

Quando há inserção de 25% de GDFV, apenas a linha que liga os nós 650 e 632 apresenta sobrecarga. Para 50%, 75% e 100% de GDFV, nenhum elemento apresenta sobrecarga.

### 5.2.2 Análise dos perfis de tensão da rede de 13 nós no modo *Snapshot*

Para se entender o perfil de tensão do alimentador, O Gráfico 8 o exibe, desde o regulador de tensão no secundário do transformador da subestação até os nós mais distantes, sem inserção de geradores fotovoltaicos. Trata-se de um sistema trifásico desequilibrado. A maior e a menor tensão é a da fase 3, com o valor máximo de 1,0685pu logo na saída do regulador de tensão e o mínimo de 0,975pu no nó 611, distante da subestação. Após isso, gerou-se os perfis com inserção de GDFV, FP unitário, para 25%, 50%, 75% e 100% da potência ativa das cargas, como no Gráfico 8.

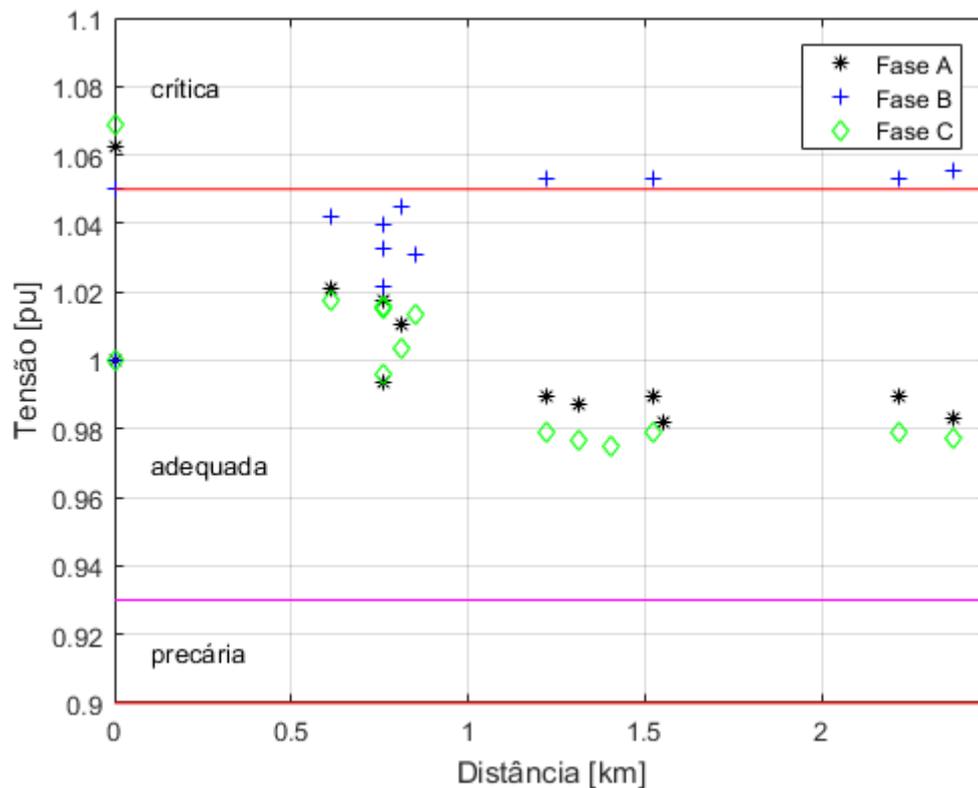
Para se avaliar os níveis de tensão dos três alimentadores estudados, utilizou-se os critérios da ANEEL, que define, por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), módulo 8, as faixas de classificação das tensões em regime permanente. Os valores e as classificações são exibidos no Quadro 1.

Quadro 1 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,9TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2021)

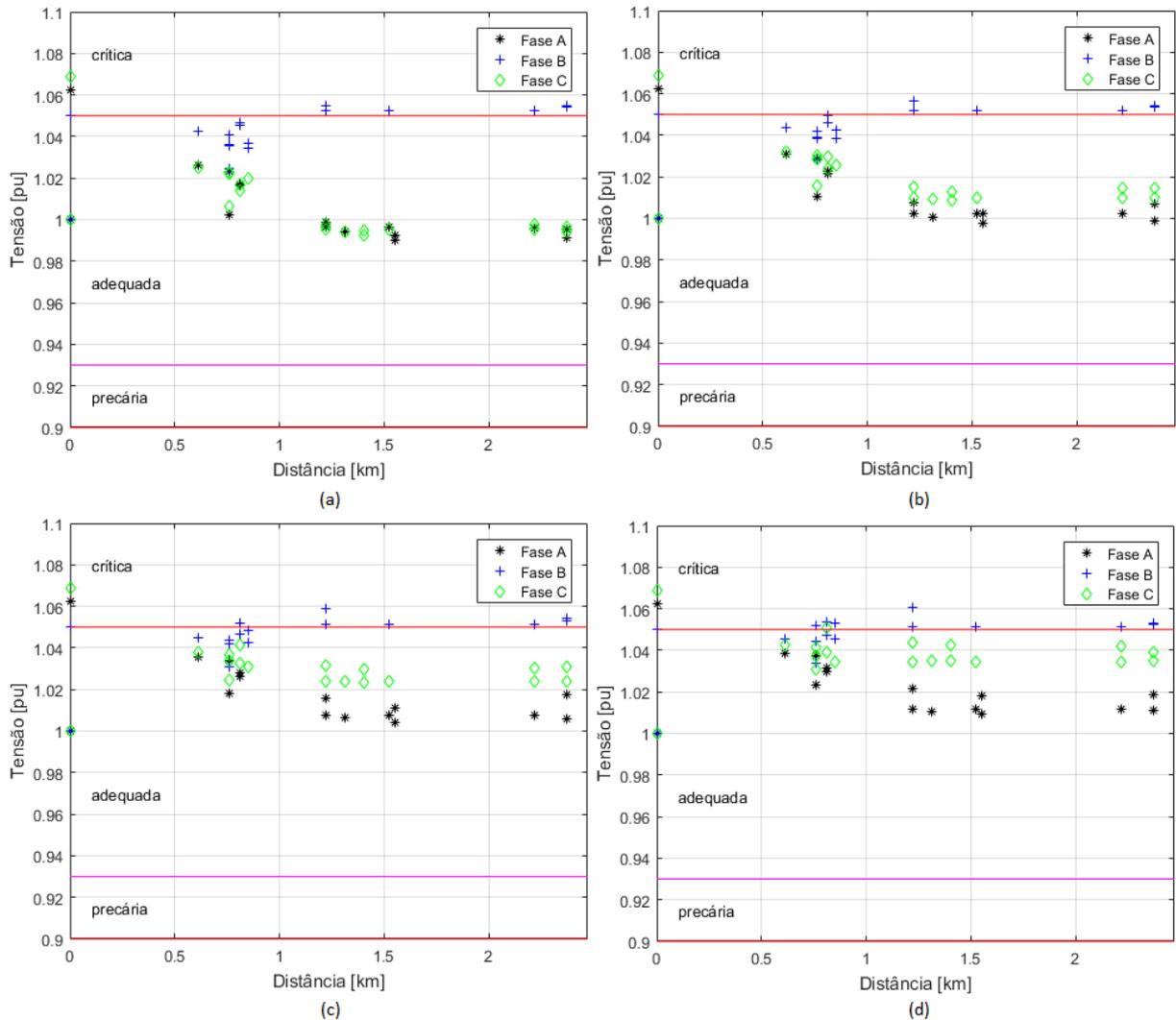
Gráfico 8 – Perfil de tensão da rede de 13 nós do IEEE simulada no OpenDSS



Fonte: Produção do próprio autor.

Do Gráfico 9 percebe-se que, quanto maior a inserção fotovoltaica, mais a tensão nos nós da rede aumenta. Isso pode ser uma vantagem para redes que possuem subtensões, uma vez que melhoraria o perfil de tensão, porém para as com sobretensões, como é o caso da rede de 13 nós, não. Para diminuir a parcela de reativos na rede, alterou-se os fatores de potência dos inversores. Com isso, a tensão nos nós aumentou-se significativamente, e a maioria dos nós se deslocou para a faixa crítica de tensão. O fato, já explicado na seção anterior, é exposto no Gráfico 10, para inclusão de 100% de GDFV e FPs dos inversores iguais a 0,93 capacitivo.

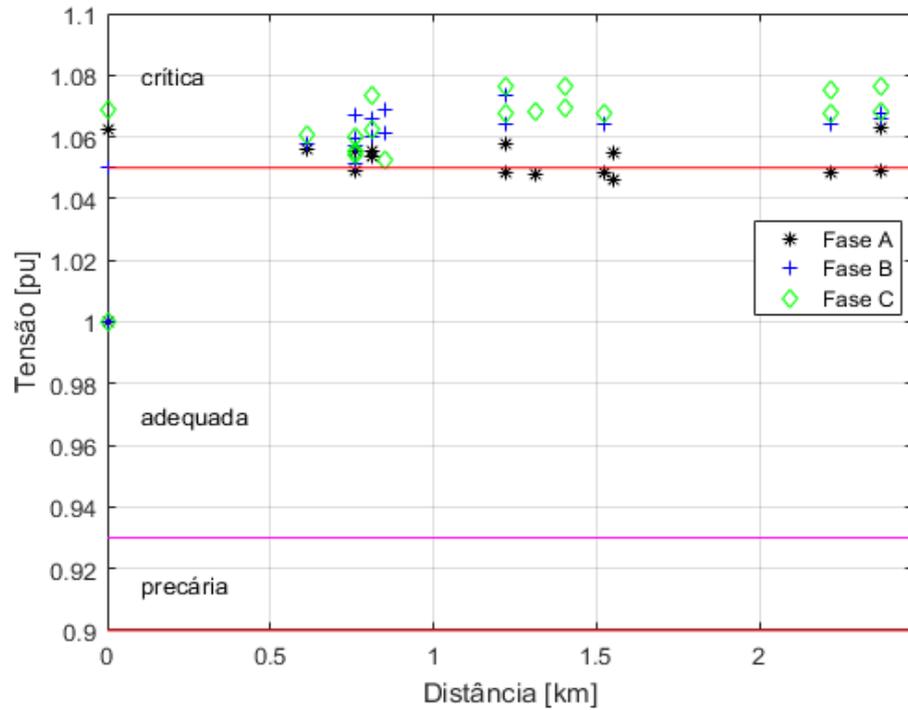
Gráfico 9 – perfil de tensão da rede de 13 nós com GDFV com 25% (a), 50% (b), 75% (c) e 100% (d) da potência ativa das cargas



Fonte: Produção do próprio autor.

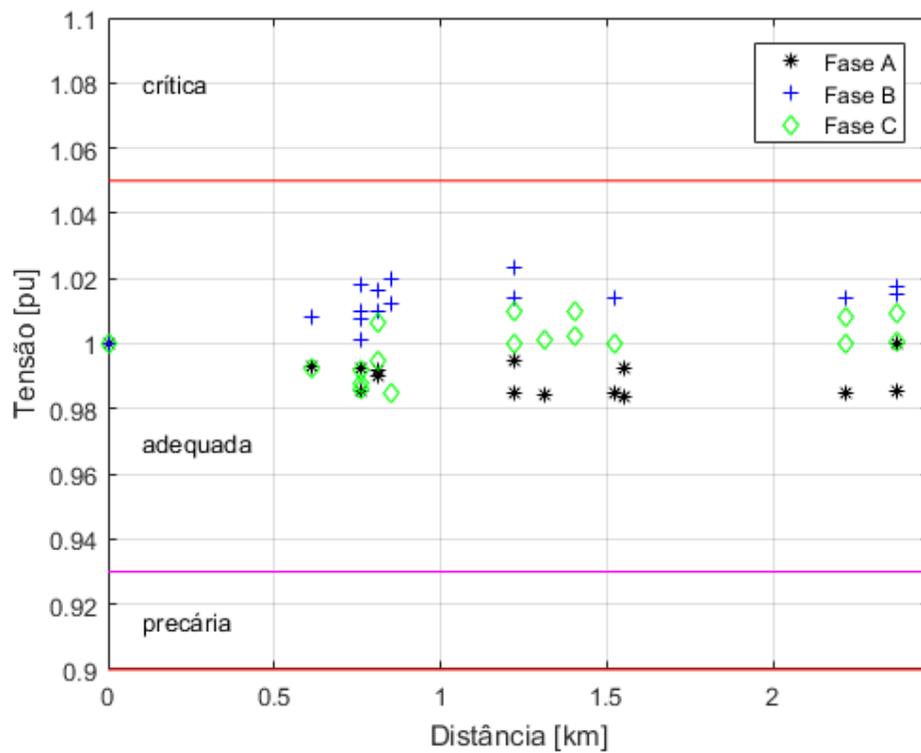
Logo, comprova-se que, apesar da correção do FP da rede, alterar os FPs dos inversores gera um aumento no nível de tensão dos nós e, no caso específico, sobretensões. Como essa rede conta com um regulador de tensão na saída do transformador da subestação, testou-se retirá-lo para ver o efeito deste procedimento no perfil tensão para esta situação específica. O resultado é exibido no Gráfico 11, e demonstra uma melhora significativa no perfil da rede, uma vez que todos os nós ficaram na faixa adequada de tensão. A rede também apresenta, agora, uma baixa quantidade de energia reativa sendo transportada pelas linhas. Contudo, vale ressaltar que a remoção do regulador de tensão é uma estratégia adotada para esta situação descrita. Em outras condições, este procedimento pode piorar o perfil de tensão da rede, uma vez que a função do regulador de tensão é adequar os níveis de tensão da rede.

Gráfico 10 – perfil de tensão da rede de 13 nós com GDFV com 100% de potência ativa das cargas e FPs dos inversores iguais a 0,93 capacitivo



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 11 – perfil de tensão da rede de 13 nós sem regulador de tensão, com GDFV com 100% de inserção e FPs dos inversores iguais a 0,93 capacitivo



Fonte: Produção do próprio autor.

Assim, conclui-se que os inversores inteligentes contribuem de forma eficiente também para a redução de reativos na rede, quando adequadamente adaptados, e podem apoiar também para uma melhora do perfil de tensão. É sabido, porém, que o estudo realizado é um caso isolado e que cada rede possui as suas individualidades.

Apesar das simulações pontuais (modo *snapshot*) ajudarem no entendimento das particularidades da rede e dos impactos causados pela inserção de geração distribuída fotovoltaica nela, essas simulações não reproduzem fielmente a realidade, uma vez que elas não contam com os efeitos temporais desses elementos. O fato de a geração fotovoltaica mudar com a radiação solar e com o horário do dia e que as cargas da linha não consomem potência nominal durante todo tempo são circunstâncias que impactam diretamente o comportamento dos alimentadores. De tal maneira, para que se tenha uma maior compreensão destes efeitos, deve-se também realizar o estudo temporal das redes. É neste estágio que o modo *Daily* do OpenDSS se faz importante complemento das simulações.

### **5.3 Resultados das Simulações no Alimentador de 13 nós no Modo *Daily***

#### **5.3.1 Fluxo de potência da 13 nós no modo *Daily***

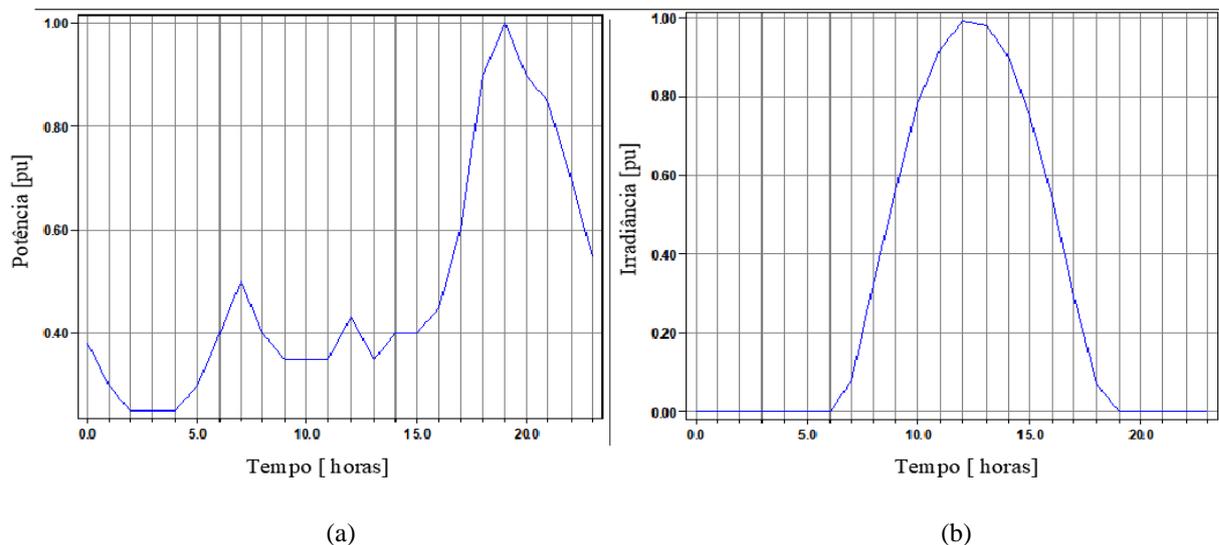
Para o modo *daily* no alimentador de 13 nós, optou-se por simular a situação com 100% de GDFV e sem regulador de tensão, uma vez que, após investigação, percebeu-se que em certos horários do dia a tensão em alguns nós se elevou de maneira relevante, quando com o regulador. A partir dos resultados dessa simulação, outros procedimentos foram realizados para os alimentadores de 34 e 123 nós do IEEE.

Como o OpenDSS realiza o fluxo de potência pontualmente, ou seja, para cada hora discretizada deve-se executar o programa, optou-se por realizar o fluxo de potência, repetidamente, das 6 da manhã até as 18 horas (13 simulações) que é quando os sistemas fotovoltaicos estão gerando, de acordo com as curvas apresentadas no modelo. A curva de carga utilizada em todas as cargas da rede no modo *Daily* está representada no Gráfico 12. Ela também foi utilizada nas simulações das redes de 34 e 123 nós. Trata-se de uma curva característica de consumidores residenciais. A curva de irradiação da GDFV, já exposta anteriormente, também é exibida no Gráfico 12 para se facilitar o entendimento dos resultados.

Ao realizar-se os estudos dos 13 fluxos de potência propostos e, de acordo com o Gráfico 12, percebeu-se que, das 6h para as 7h a potência entregue pela SE aumenta pois, apesar dos geradores fotovoltaicos começarem a fornecer energia às 7h, as cargas consomem mais. Às 8h os sistemas fotovoltaicos já estão gerando mais e o consumo das cargas é menor, ocasionando uma diminuição da injeção de potência pela SE. A partir das 9h as GDFVs já estão gerando além do consumo total das cargas. É neste momento que começa a aparecer fluxo reverso de potência na SE, o que causa a elevação da tensão do alimentador e pode provocar danos ao sistema elétrico.

O fluxo reverso só para de acontecer a partir das 17h, que é quando geradores fotovoltaicos já estão gerando muito menos, já que neste horário o sol está prestes a se pôr e o consumo de carga está aumentando. Das 18h em diante, apenas as cargas impactam a rede. O Gráfico 13 mostra a variação da potência na SE das 6 às 18 horas, em kW. Os valores positivos significam que a potência está sendo entregue pela SE à rede de distribuição e os negativos, que a SE está recebendo potência. Não houve sobrecarga em nenhum elemento no período analisado.

Gráfico 12 – Curvas de carga (a) e irradiância (b) utilizadas nas simulações no modo *daily*

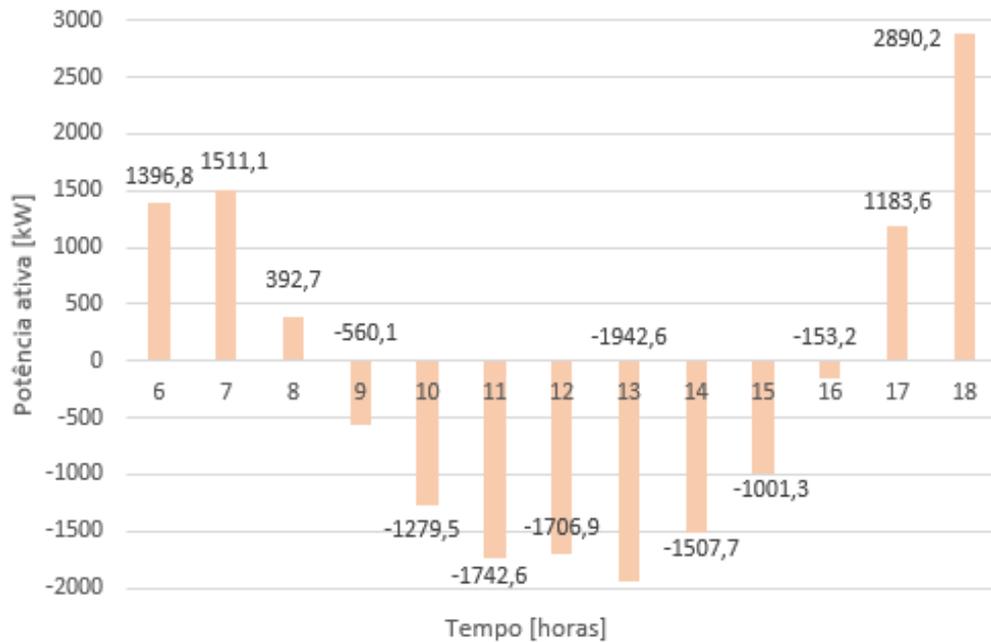


Fonte: Oliveira, Padilha-Feltrin e Candian (2006).  
Nota: Adaptado pelo autor.

Posteriormente, analisou-se as perdas elétricas durante o mesmo período. O Gráfico 14 mostra as curvas para as perdas nos transformadores e as perdas nas linhas. Através dela é possível perceber que a curva das perdas nos transformadores tem um comportamento semelhante ao da

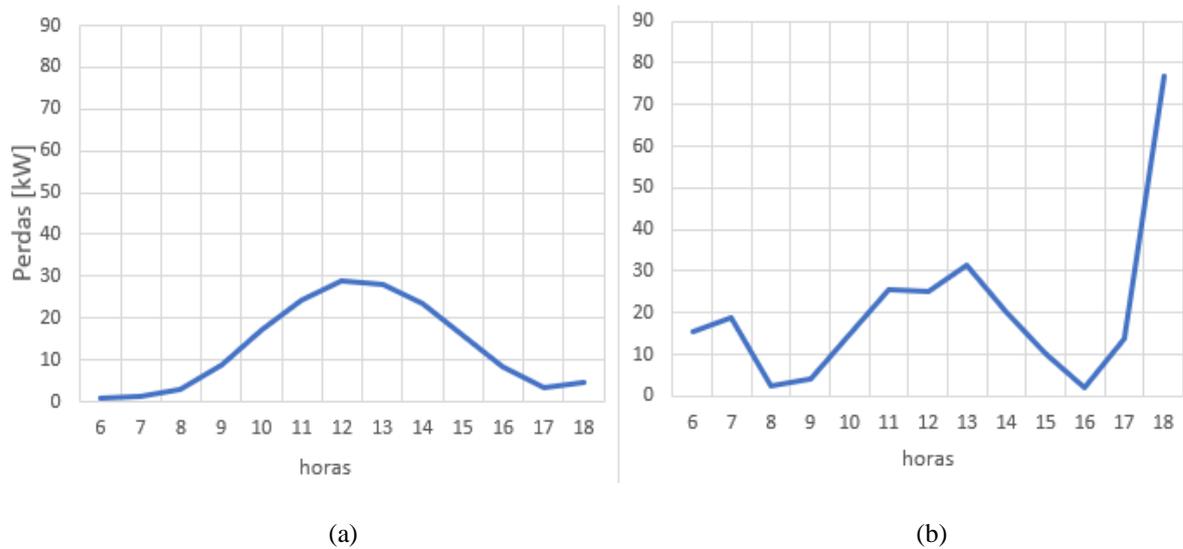
curva de irradiância dos sistemas fotovoltaicos. Isso ocorre pois quanto maior a potência gerada por um sistema fotovoltaico, fato diretamente ligado à curva de irradiação, há mais energia circulando através dos transformadores das GDFVs e maiores são as perdas neles.

Gráfico 13 – Variação de potência da SE da rede de 13 nós das 6h às 18h



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 14 – Perdas elétricas nos transformadores (a) e nas barras (b) da rede de 13 nós entre as 6h e as 18h



(a)

(b)

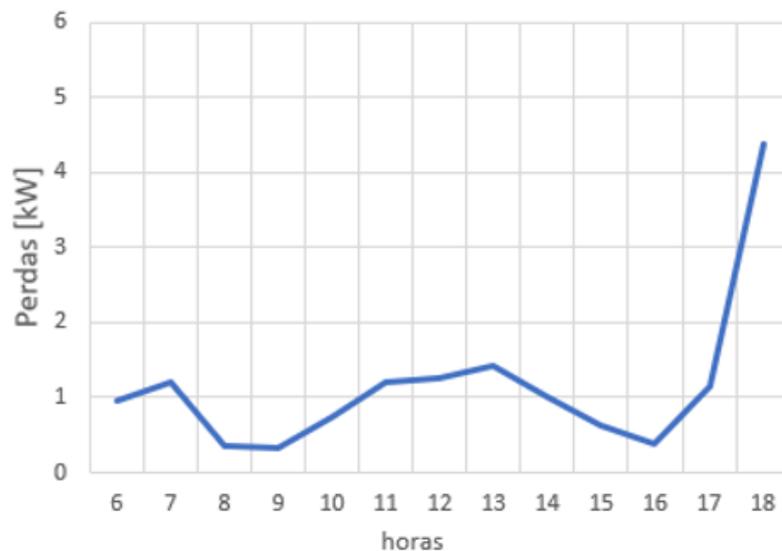
Fonte: Produção do próprio autor.

Já as perdas nas linhas se comportam de acordo com o fluxo de potência nelas. Quanto maior a potência entregue nas linhas, em valor absoluto, mais elevadas serão as perdas elétricas.

Assim, as perdas nos transformadores às 6h são mínimas pois a carga no momento é baixa e não há geração fotovoltaica ainda. Porém às 18h há perdas no transformador conectado entre os nós 633 e 634 e no transformador da SE, que são os pré-existentes no alimentador.

O comportamento das perdas elétricas apenas nos transformadores pré-existentes da rede é exibido no Gráfico 15, e é semelhante ao comportamento da curva das perdas elétricas nas linhas. Além disso, a potência entregue pela SE às 18h é elevada e não há geração fotovoltaica, o que faz com que as perdas nas linhas e no transformador da SE aumentam significativamente.

Gráfico 15 – Perdas elétricas nos transformadores pré-existentes na rede de 13 nós entre as 6h e as 18h



Fonte: Produção do próprio autor.

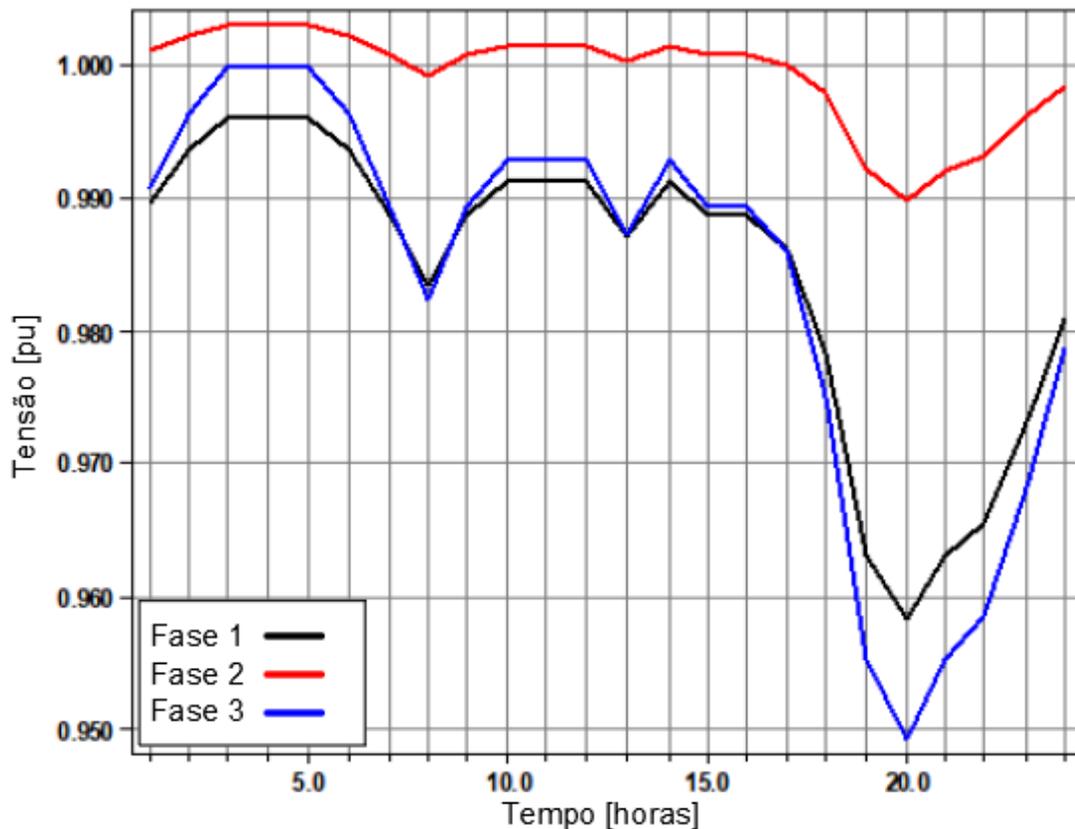
### 5.3.2 Tensão no nó 632 durante 24 horas com e sem GDFV

Nesta etapa gerou-se as curvas de tensão diária no nó 632, logo após a SE, para o alimentador sem GDFV, e depois com 100% de GDFV, sem o regulador de tensão. O processo é possível ao se definir um medidor de energia no nó desejado. O medidor do *software* capta a grandeza elétrica indicada, no caso a tensão, durante o período escolhido, e traça a curva a partir dos valores adquiridos. Para este caso, o medidor definido no OpenDSS colheu os 24 valores de

tensão do dia e traçou as curvas exibidas para ambos os cenários. No Gráfico 16 tem-se a curva para o cenário sem GDFV.

Nessa situação, a tensão no nó 632 aumenta com a diminuição da demanda energética, e vice-versa. Isso acontece, pois, a corrente que sai da subestação para alimentar todas as cargas provoca uma queda de tensão no alimentador que é propagada para os nós seguintes. Assim, quando o consumo energético é alto, a corrente é elevada e a queda de tensão na barra é maior ainda, provocando a diminuição da tensão no nó 632, fato comprovado pelo Gráfico 16 que exhibe tensões mais altas em horários de baixa demanda e tensões mais baixas em horário de pico, que pode ser considerado entre as 18h e as 22h para tal curva.

Gráfico 16 – Tensão diária no nó 632 da rede de 13 nós sem GDFV

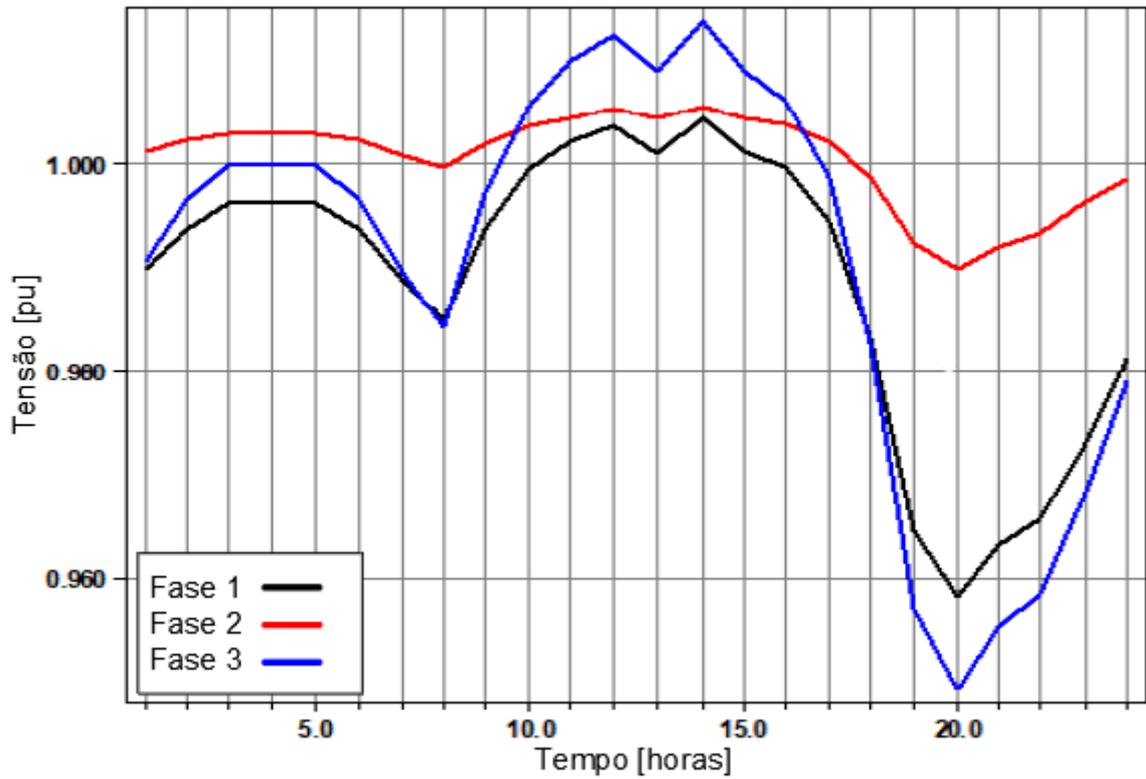


Fonte: Produção do próprio autor.

Já na curva para o cenário com GDFV do Gráfico 17 o comportamento é diferente nos horários onde há geração de energia por meio dos inversores. Observa-se uma elevação da tensão nestes horários, principalmente entre as 9h e as 16h. Quando há fluxo de corrente reversa, por exemplo, a queda de tensão ocorre no sentido contrário ao da situação anterior, o que em vez de provocar

a diminuição da tensão no nó 632 nestes instantes, causa a elevação. Se esse fluxo reverso for muito elevado, a tensão em determinado nó pode chegar a valores não praticáveis, caracterizando assim, sobretensões. Mas não é o caso do nó 632.

Gráfico 17 – Tensão diária no nó 632 da rede de 13 nós com 100% de GDFV



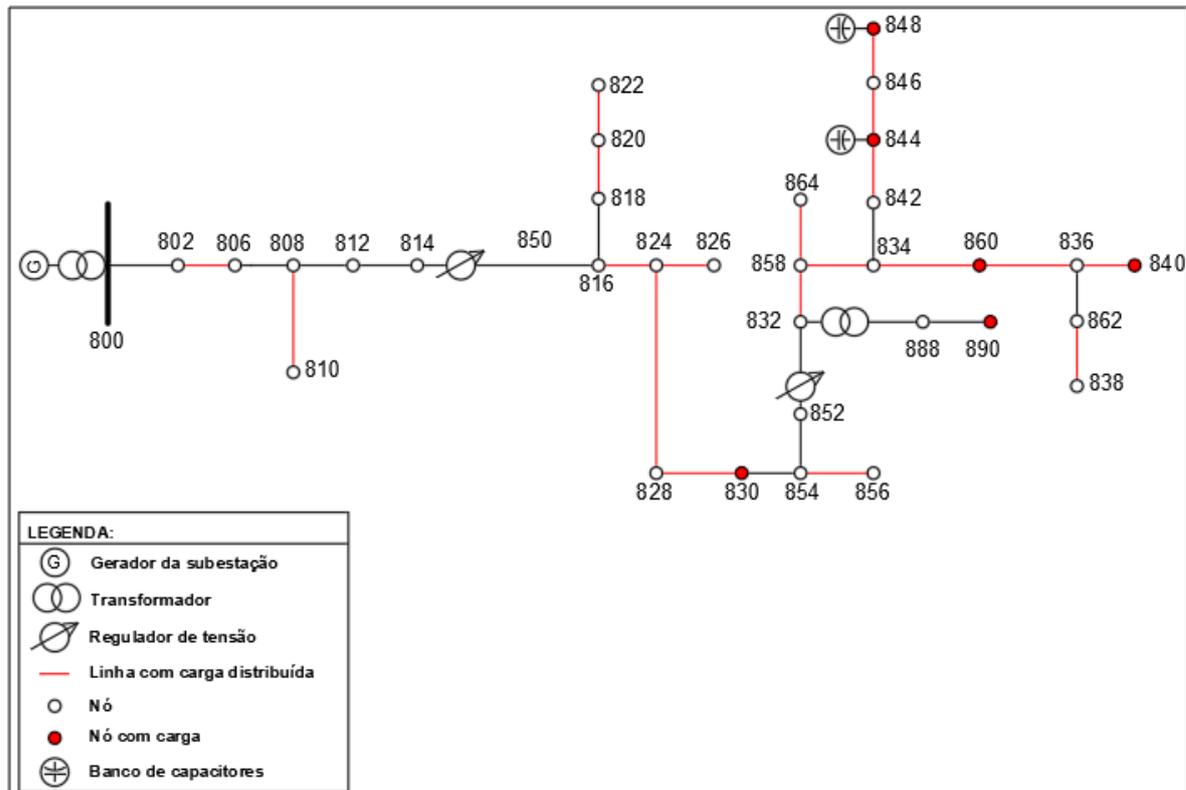
Fonte: Produção do próprio autor.

## 6 CENÁRIOS DESENVOLVIDOS NA REDE DE 34 BARRAS DO IEEE

### 6.1 Caracterização do Alimentador de 34 nós do IEEE

O alimentador é majoritariamente trifásico, mas possui ramais monofásicos onde estão conectadas algumas cargas. Há 19 cargas distribuídas e 6 cargas pontuais nesta rede, divididas entre monofásicas e trifásicas. A tensão de linha nominal da SE é de 69kV, porém há um transformador na barra 800 que a abaixa para 24,9kV, nominal da rede. Há 2 reguladores de tensão no sistema, um entre os nós 814 e 850 e outro entre os nós 852 e 832. O transformador ligado entre as barras 832 e 888 é um transformador abaixador de 24,9kV para 4,16kV. Há também 2 bancos de capacitores trifásicos, um conectado na barra 844 e o outro na barra 848. A relação das cargas pontuais é representada na Tabela 7 e a das cargas distribuídas na Tabela 8. As outras características da rede não apresentadas aqui estão disponíveis na referência (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 1992b). O diagrama unifilar do sistema é o mesmo da Figura 10.

Figura 10 – Diagrama unifilar do sistema elétrico de 34 nós do IEEE



Fonte: *Institute of Electrical and Electronics Engineers (1992b)*.

Nota: Adaptado pelo autor.

Tabela 7 – Cargas concentradas do alimentador de 34 nós do IEEE

Nó	Carga Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
<b>TOTAL</b>		<b>344</b>	<b>224</b>	<b>344</b>	<b>224</b>	<b>359</b>	<b>229</b>

Fonte: *Institute of Electrical and Electronics Engineers (1992b)*.

Tabela 8 – Cargas distribuídas do alimentador de 34 nós do IEEE

Nó A	Nó B	Carga Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
<b>TOTAL</b>			<b>262</b>	<b>133</b>	<b>240</b>	<b>120</b>	<b>220</b>	<b>114</b>

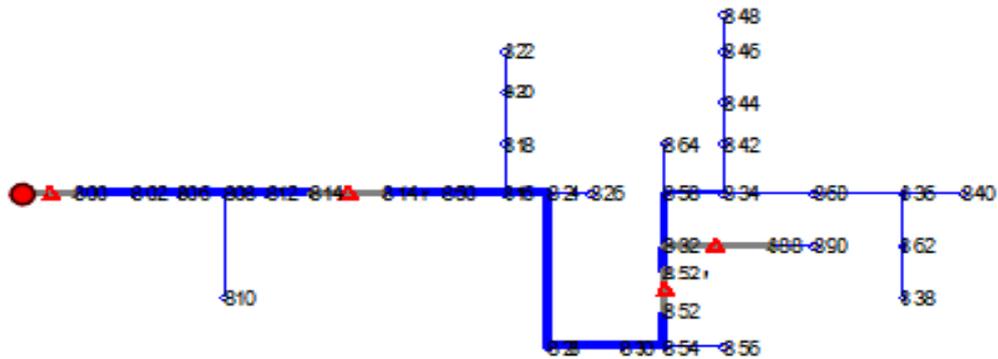
Fonte: *Institute of Electrical and Electronics Engineers (1992b)*.

## 6.2 Resultados das Simulações no Alimentador de 34 nós no Modo *Snapshot*

### 6.2.1 Fluxo de potência da rede de 34 nós no modo *Snapshot*

Para a rede de 34 nós do IEEE o procedimento adotado é semelhante ao realizado no alimentador de 13 nós. Primeiro realizou-se o estudo de fluxo de potência na rede sem GDFV, como mostrado na Figura 11.

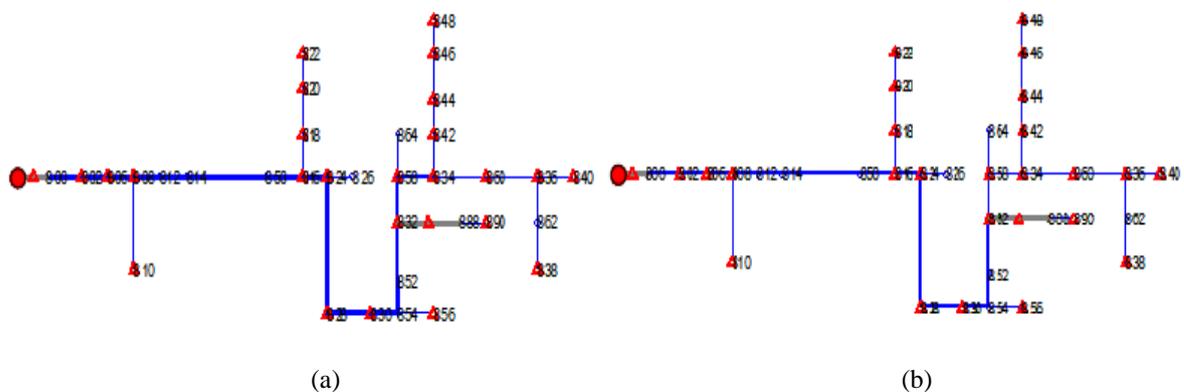
Figura 11 – Fluxo de potência na rede de 34 nós do IEEE sem inserção de GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

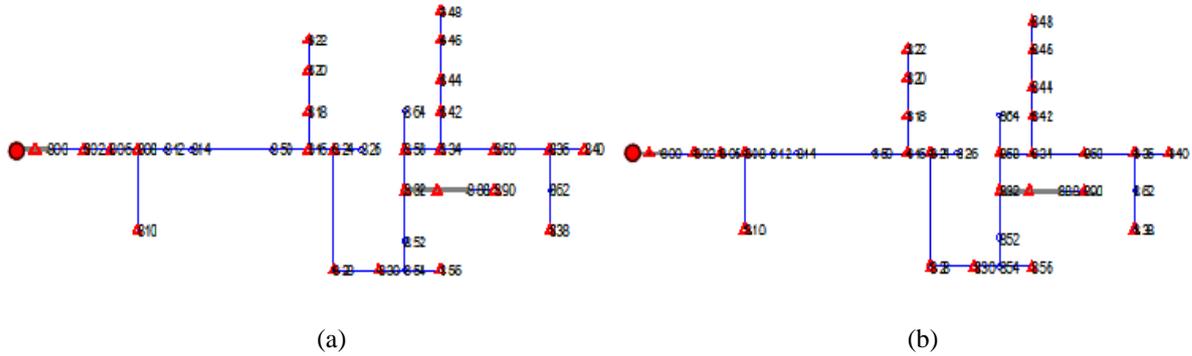
Apesar desta rede apresentar mais nós que a anterior, as cargas alimentadas por ela são de menor grandeza. A soma total da potência das cargas desse sistema é de aproximadamente 1769 kW e 1044 kvar ou, em potência aparente, 2054kVA. Os 2 bancos de capacitores realizam uma compensação de reativos na ordem de 806,2 kvar. Assim, nessa simulação, a SE entrega para o circuito cerca de 2039,9 kW e 281,9 kvar. As perdas elétricas resultantes totalizaram 272,3 kW. Não há sobrecarga em nenhum elemento do alimentador em situação de operação normal. Realizada a simulação para a rede sem GDFV, fez-se os estudos de fluxo de potência em cenários com inserção de GDFV com 25% e 50% da potência ativa das cargas, como mostrado na Figura 12, e 75% e 100%, exibido na Figura 13. O fator de potência dos inversores nestes casos também foi unitário. Das imagens conclui-se que ao se aumentar a inserção fotovoltaica, a rede de 34 nós, assim como a de 13, vai sendo descarregada, ou seja, a corrente que passa pelas barras diminui à medida que aumenta a potência dos geradores fotovoltaicos nos nós.

Figura 12 – Fluxos de potência da rede de 34 nós com GDFV com 25% (a) e 50% (b) da potência ativa das cargas



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 13 – Fluxos de potência da rede de 34 nós com GDFV com 75% (a) e 100% (b) da potência ativa das cargas



Fonte: Produção do próprio autor.

Os novos triângulos vermelhos no alimentador simbolizam a posição das. A Tabela 9 mostra a potência entregue pela SE cada um dos cenários.

Tabela 9 – Potência entregue pela subestação nos diversos cenários de inserção de GDFV para o alimentador de 34 nós

Potência da SE	sem GDFV	25% de GDFV	50% de GDFV	75% de GDFV	100% de GDFV
kW	2039,9	1339,2	888,3	470,6	154,1
kvar	281,9	223,4	164,2	126,7	109,3
kVA	2059,3	1357,7	903,3	487,3	188,9

Fonte: Produção do próprio autor.

Como os bancos de capacitores já compensam significativamente os reativos desta rede, apesar dos inversores estarem injetando apenas potência ativa, a parcela de reativos entregue pela subestação à rede é baixa.

Em relação às perdas nas linhas para os alimentadores sem GDFV, a rede de 34 nós dissipa mais energia do que a de 13 nós. Mesmo que a potência entregue pelo alimentador de 34 nós seja menor que a entregue pelo de 13 nós, a parcela principal de energia percorre uma distância maior na rede de 34. Para efeito de comparação e comprovação, o trecho entre os nós 802 e 814 da rede de 34 nós, um dos mais carregados, tem cerca de 35,8 quilômetros (km) de distância, com perdas de 128,6 kW. Já as linhas entre os nós 632 e 671 do alimentador de 13 nós (que apresentam um elevado fluxo de potência) totalizam apenas 1,4km e perdas de aproximadamente 35 kW. Então, quando há uma corrente de alta intensidade circulando por grandes distâncias para entregar energia às cargas, as perdas elétricas nas linhas neste caso são

mais relevantes. Desta forma, justifica-se o fato de que as perdas elétricas nas linhas do alimentador de 34 nós são maiores que as do de 13.

Além dessa análise, assim como feito para o sistema de 13 nós, comparou-se as perdas do alimentador de 34 nós sem GDFV com as perdas no caso de 100% de inserção fotovoltaica. Os valores encontrados são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10 – Perdas elétricas na rede de 34 nós sem GDFV e com 100% de inserção

Cenários	Perdas nas linhas	Perdas nos transformadores das GDFVs	Perdas nos transformadores pré-existentes	Total
Sem GDFV	259,7	0 kW	10 kW	169,7 kW
100% de GDFV	12,2 kW	15,45 kW	1,95 kW	29,6 kW

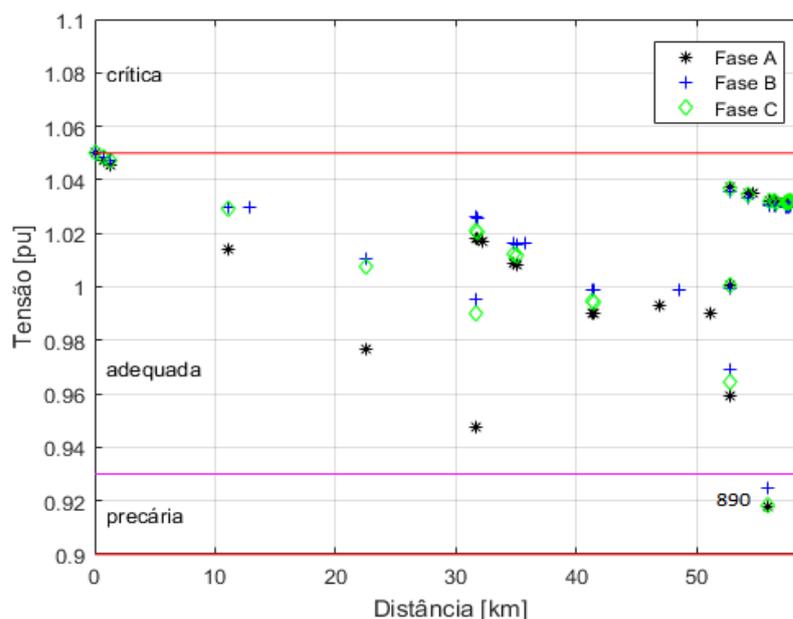
Fonte: Produção do próprio autor.

Um outro aspecto importante a ser citado é que para este alimentador não houve sobrecarga nos elementos em nenhum dos cenários propostos.

### 6.2.2 Análise dos perfis de tensão da rede de 34 nós no modo *Snapshot*

O perfil de tensão resultante da simulação no OpenDSS sem a inclusão de GDFV e sem alteração nos elementos da rede é exibido no Gráfico 18.

Gráfico 18 – Perfil de tensão da rede de 34 nós do IEEE sem GDFV

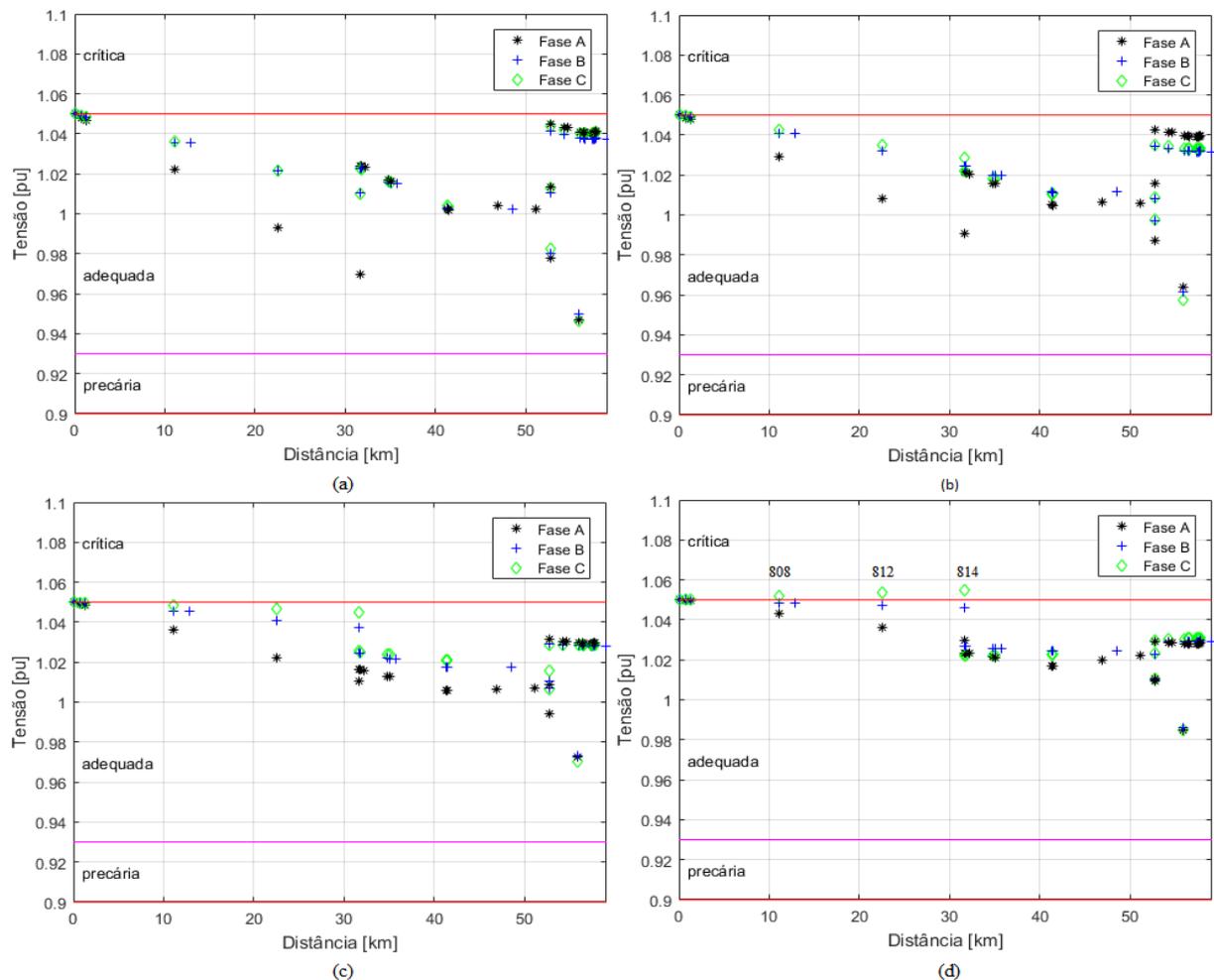


Fonte: produção do próprio autor.

Como a queda de tensão nas linhas é grande para esse circuito, a função dos reguladores é aumentar a tensão para evitar subtensões nos nós e garantir certa qualidade de energia. Apesar dos reguladores, o nó 890 apresenta subtensão nas três fases, com tensão mínima de 0,918pu, apresentando níveis de tensão precários. A tensão na SE é de 1,05pu. Todos os outros nós estão com níveis de tensão adequados.

Para os quatro casos com inserção de GDFV propostos, quando se tem 25% da potência da carga, a tensão nos nós se eleva, adequando as tensões das três fases no nó 890. Quando há 50% de inserção, o perfil de tensão é melhorado. Para 75%, a tensão se eleva, mas não causa nenhum impacto significativo na rede e, com 100% de inclusão, surge sobretensão na fase 3, nós 808, 812 e 814, com tensões de 1,052pu, 1,054pu e 1,055pu, respectivamente. O Gráfico 19 exibe os perfis para os quatro cenários de penetração fotovoltaica.

Gráfico 19 – perfil de tensão da rede de 34 nós com GDFV com 25% (a), 50% (b), 75% (c) e 100% (d) da potência ativa das cargas



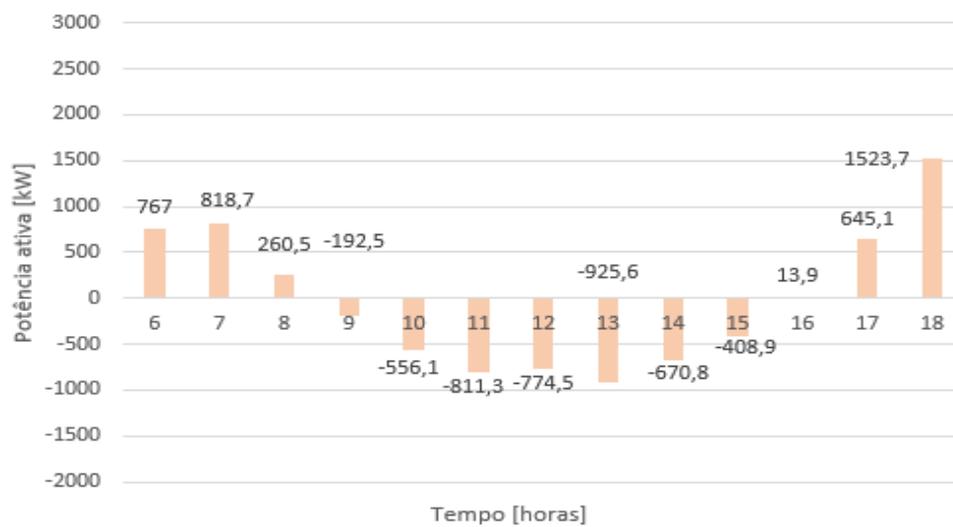
Fonte: Produção do próprio autor.

### 6.3 Resultados das Simulações no Alimentador de 34 nós no Modo *Daily*

#### 6.3.1 Fluxo de potência da rede de 34 nós no modo *Daily*

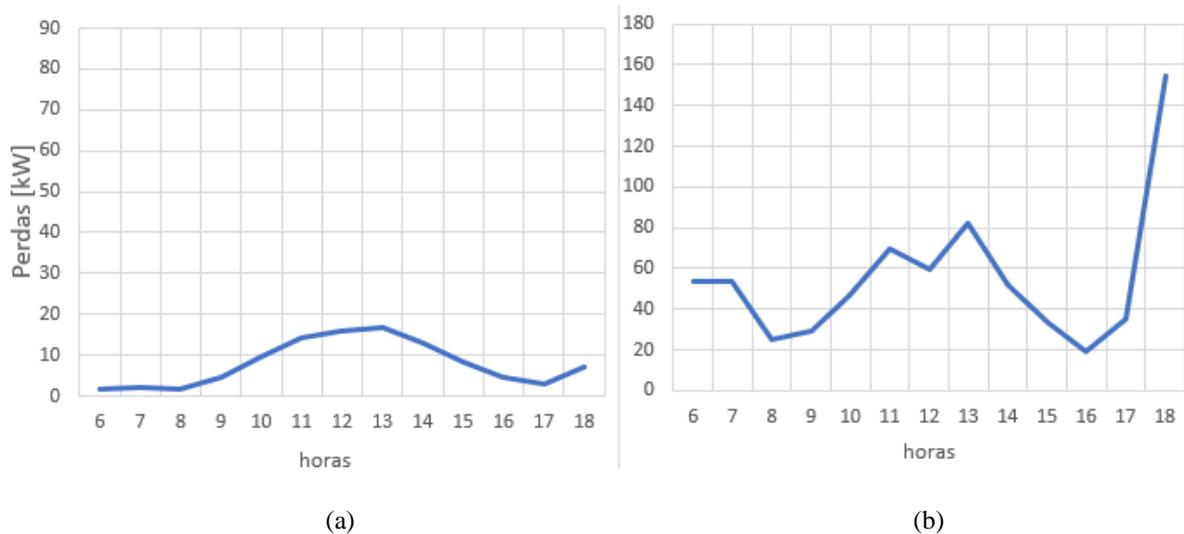
Para a rede de 34 nós utilizou-se as curvas de irradiância e de carga aplicadas na rede de 13 nós e realizou-se o mesmo procedimento de simulação. Assim, gerou-se o Gráfico 20 que apresenta a variação de potência ativa da SE por tempo (das 6h às 18h), o Gráfico 21, que apresenta as curvas de perdas elétricas nas linhas e em todos os transformadores do alimentador, e o Gráfico 22, que mostra as perdas elétricas apenas nos dois transformadores pré-existentis.

Gráfico 20 – Variação de potência da SE da rede de 34 nós das 6h às 18h



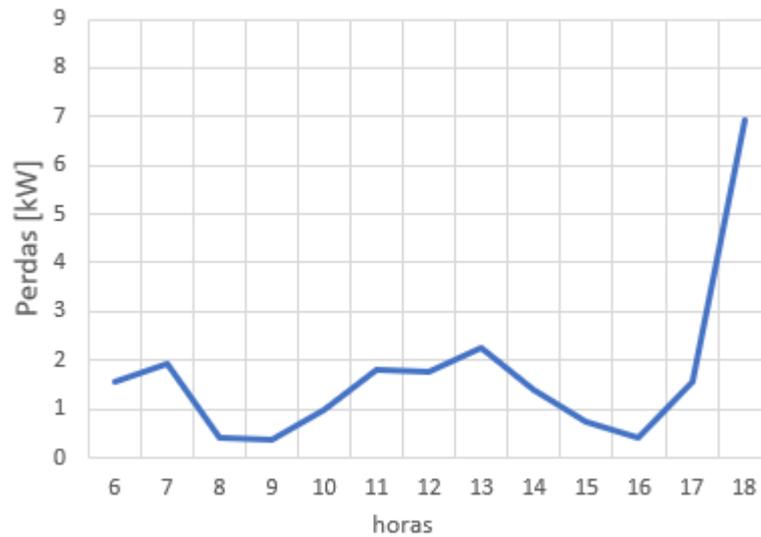
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 21 – Perdas elétricas nos transformadores (a) e nas linhas (b) da rede de 13 nós entre as 6h e 18h



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 22 – Perdas elétricas nos transformadores pré-existentes na rede de 34 nós entre as 6h e as 18h



Fonte: Produção do próprio autor.

De posse desses resultados percebe-se que tanto o comportamento da potência ativa da SE quanto das perdas elétricas na rede de 34 nós é semelhante ao da rede de 13 nós. O que muda, neste caso, é a grandeza dos valores. Na rede de 34 nós há menos fluxo de potência e menores perdas nos transformadores, mas maiores perdas nas linhas. O fluxo reverso de corrente e potência ocorreu entre as 10h e as 15h. Não houve sobrecargas nos elementos da rede.

### 6.3.2 Tensão no nó 806 durante 24 horas com e sem GDFV

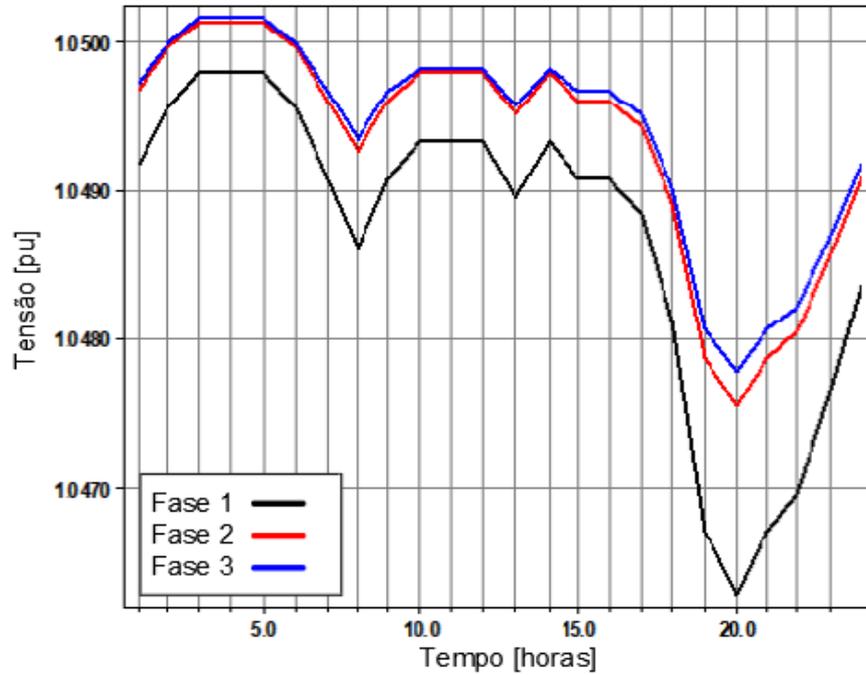
Aqui gerou-se as curvas de tensão diária no nó 806, que fica próximo à SE, para o alimentador sem GDFV, exibida no Gráfico 23 e, após isso, para o alimentador com 100% de inserção de GDFV, como mostrado no Gráfico 24.

Da curva da rede de 34 nós sem GDFV percebe-se que o comportamento tende a ser semelhante ao do alimentador de 13 nós, uma vez que a curva de carga utilizada nas duas situações é a mesma. Entretanto, as fases na rede de 34 nós tenderam a ser mais equilibradas do que as fases na rede de 13 nós, tanto para o caso sem GDFV quanto para o caso com 100% de inserção de fotovoltaica.

Analisando o perfil de tensão da hora mais crítica, que é a hora 13, na qual os inversores estão gerando próximo da máxima potência e o consumo das cargas é baixo, as tensões nos nós

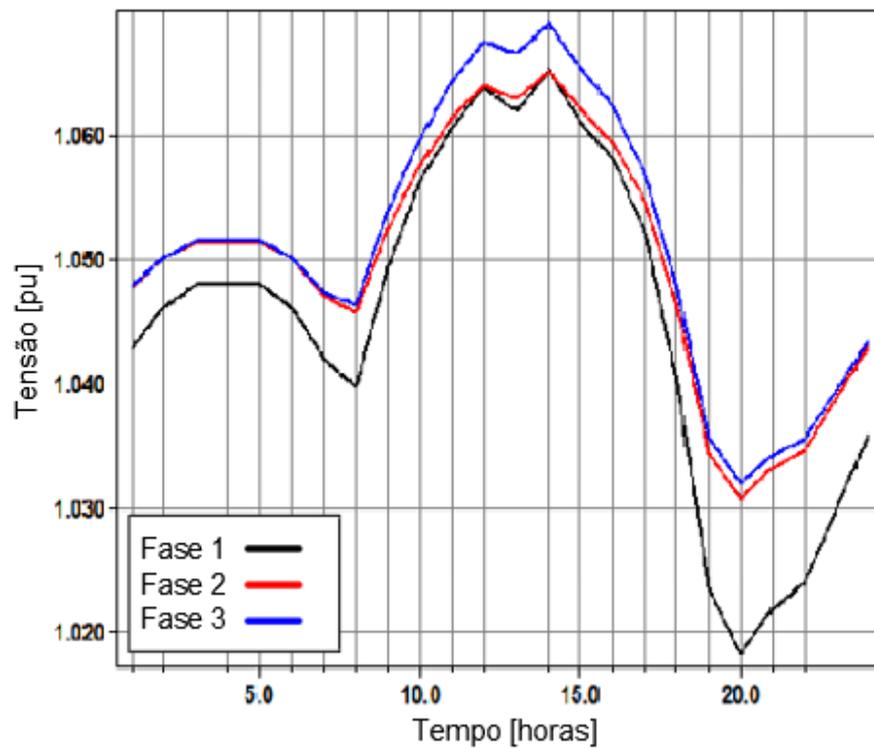
assumem valores impraticáveis, de tal forma que todos os nós apresentaram níveis de tensão críticos, como pode-se observar no Gráfico 25.

Gráfico 23 – Tensão diária no nó 806 da rede de 34 nós sem GDFV



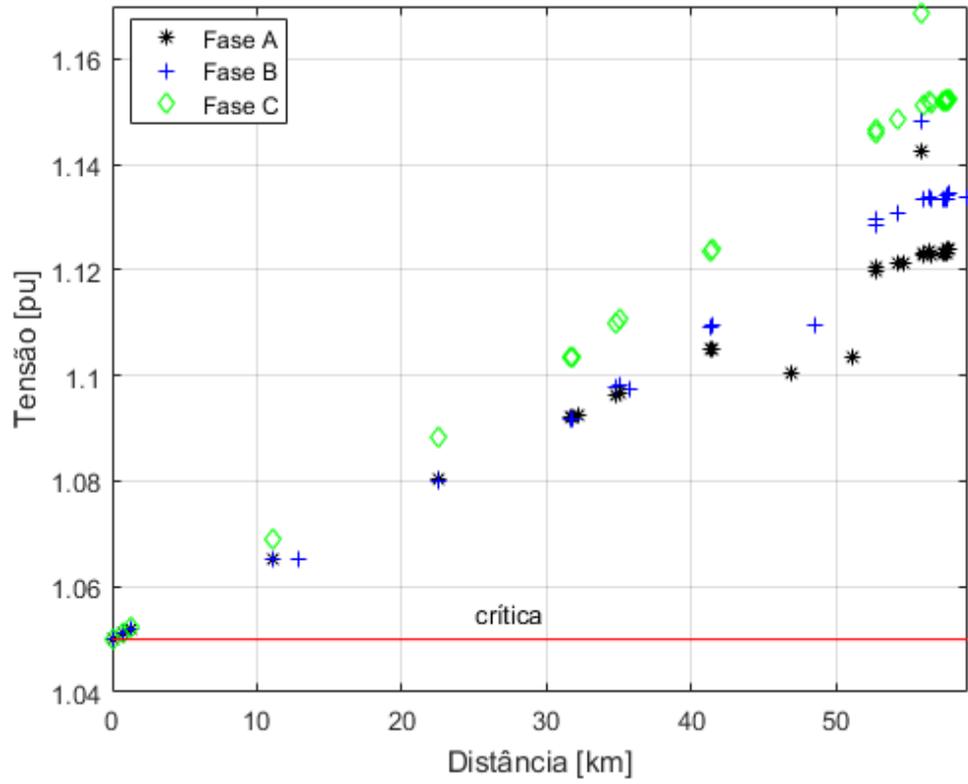
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 24 – Tensão diária no nó 806 da rede de 34 nós com 100% de GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 25 – Perfil de tensão do alimentador de 34 nós com 100% de GDFV na hora 13



Fonte: Produção do próprio autor.



A tensão de linha da SE e da rede é de 4,16kV. Há 4 reguladores de tensão no alimentador, um logo na saída da SE e os outros três entre os nós 9 e 14, 25 e 26, 160 e 67. O alimentador possui também 4 bancos de capacitores, 1 trifásico, conectado ao nó 83, e 3 monofásicos, conectados aos nós 88, 90 e 92. Há também chaves seccionadoras espalhadas pelo sistema. Os estados das chaves (abertas ou fechadas), está representado no diagrama unifilar. Há também, no alimentador, um transformador abaixador de 4,16kV para 480V entre os nós 61 e 160. As outras características da rede e a modelagem dos equipamentos podem ser encontradas na referência (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 1992c).

Tabela 11 – Cargas concentradas do alimentador de 34 nós do IEEE

(continua)

Nó	Carga Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar
1	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
2	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
4	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
5	Y-I	0	0	0	0	20	10
6	Y-Z	0	0	0	0	40	20
7	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
9	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
10	Y-I	20	10	0	0	0	0
11	Y-Z	40	20	0	0	0	0
12	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
16	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
17	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
19	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
20	Y-I	40	20	0	0	0	0
22	Y-Z	0	0	40	20	0	0
24	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
28	Y-I	40	20	0	0	0	0
29	Y-Z	40	20	0	0	0	0
30	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
31	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
32	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
33	Y-I	40	20	0	0	0	0
34	Y-Z	0	0	0	0	40	20
35	D-PQ	40	20	0	0	0	0
37	Y-Z	40	20	0	0	0	0
38	Y-I	0	0	20	10	0	0
39	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
41	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
42	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
43	Y-Z	0	0	40	20	0	0
45	Y-I	20	10	0	0	0	0

Tabela 11 – Cargas concentradas do alimentador de 34 nós do IEEE

(continua)

Nó	Carga Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar
46	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
47	Y-I	35	25	35	25	35	25
48	Y-Z	70	50	70	50	70	50
49	Y-PQ	35	25	70	50	35	20
50	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
51	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
52	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
53	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
55	Y-Z	20	10	0	0	0	0
56	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
58	Y-I	0	0	20	10	0	0
59	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
60	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
62	Y-Z	0	0	0	0	40	20
63	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
64	Y-I	0	0	75	35	0	0
65	D-Z	35	25	35	25	70	50
66	Y-PQ	0	0	0	0	75	35
68	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
69	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
70	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
71	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
73	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
74	Y-Z	0	0	0	0	40	20
75	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
76	D-I	105	80	70	50	70	50
77	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
79	Y-Z	40	20	0	0	0	0
80	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
82	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
83	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
84	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
85	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
86	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
87	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
88	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
90	Y-I	0	0	40	20	0	0
92	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
94	Y-PQ	40	20	0	0	0	0

Tabela 11 – Cargas concentradas do alimentador de 34 nós do IEEE

(conclusão)

Nó	Carga Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar
95	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
96	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
98	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
99	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
100	Y-Z	0	0	0	0	40	20
102	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
103	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
104	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
106	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
107	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
109	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
111	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
112	Y-I	20	10	0	0	0	0
113	Y-Z	40	20	0	0	0	0
114	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>		<b>1420</b>	<b>775</b>	<b>915</b>	<b>515</b>	<b>1155</b>	<b>630</b>

Fonte: *Institute of Electrical and Electronics Engineers (1992c)*.

Nota: Adaptado pelo autor.

## 7.2 Resultados das Simulações no Alimentador de 123 nós no Modo *Snapshot*

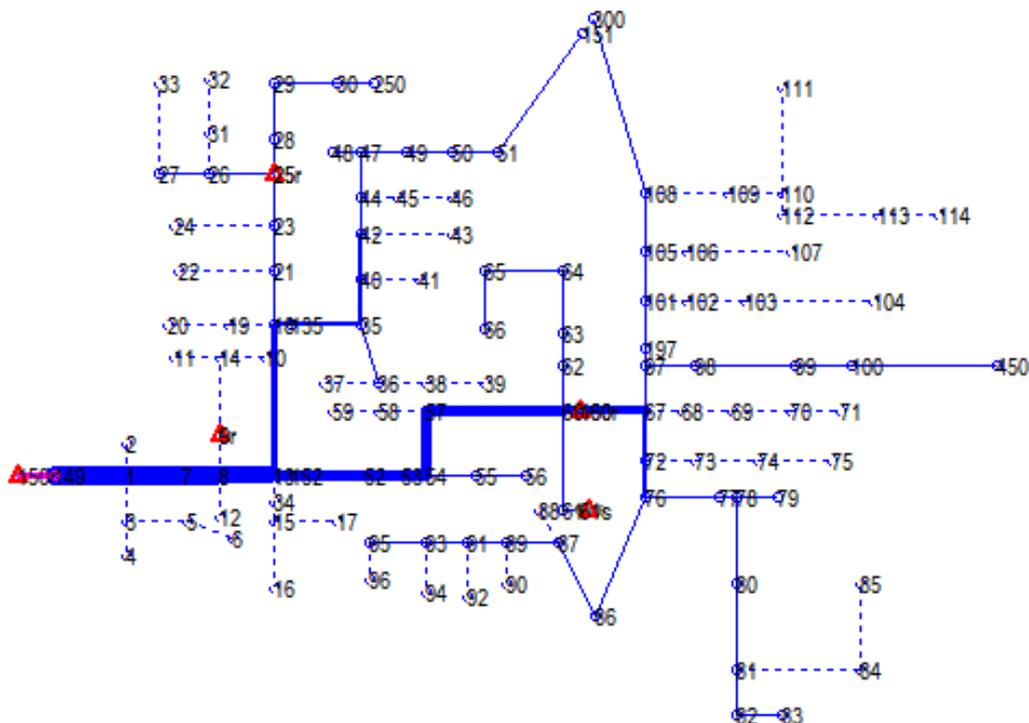
### 7.2.1 Fluxo de potência da rede de 123 nós no modo *Snapshot*

O fluxo de potência para a rede de 123 nós sem GDFV é exibido na Figura 15. As linhas contínuas são trifásicas e as pontilhadas monofásicas. A soma das potências das cargas é de 3490 kW e 1920 kvar, ou seja, 3983,3kVA. Os bancos de capacitores compensam um total de 754,1 kvar, e a SE entrega para o alimentador aproximadamente 3856kVA, sendo destes 3621,6 kW e 1323,9 kvar. As perdas elétricas totais são de 95,3 kW com uma absorção de reativos de 191 kvar. Sobre carga nominal, há sobrecargas nas linhas mais próximas da SE (entre os nós 149 e 13) que, conseqüentemente, são as com maior fluxo de corrente.

Apesar da rede aparentar ser maior que as outras por apresentar mais nós, ela é menor em extensão que a rede de 34 nós. Os nós 95 e 96, que são os mais distantes estão a cerca de 6km da SE. O trecho entre os nós 149 e 13, por exemplo, possui apenas 2km de extensão. Além

disso, a SE do alimentador de 123 nós entrega uma menor quantidade potência, em situação normal, que a de 13 nós, e circula na rede uma menor parcela de reativos. Para mais, os ramais principais das duas redes possuem distâncias semelhantes. Assim, justifica-se o fato de que o alimentador de 123 nós apresenta menores perdas elétricas nas linhas que os alimentadores de 13 e 34 nós. O comparativo é exibido na Tabela 12.

Figura 15 – Fluxo de potência na rede de 123 nós do IEEE sem inserção de GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 12 – Perdas nas linhas dos alimentadores de 13, 34 e 123 nós

Alimentador	Perdas totais nas linhas
IEEE 13 nós	104,7 kW
IEEE 34 nós	259,7 kW
IEEE 123 nós	95,3 kW

Fonte: Produção do próprio autor.

Para esse alimentador também se realizou os estudos de fluxo de potência para os cenários com inclusão de GDFV propostos. Como os resultados foram conforme os já previstos nos alimentadores anteriores, exibe-se na Figura 16 e na Figura 17 apenas os fluxos de potência para as situações com inserção de inversores fotovoltaicos com 25% e 100% da potência ativa



A Tabela 13 mostra a potência entregue pela SE e o FP dela em cada um dos quatro cenários de inserção.

Tabela 13 – Potência entregue pela subestação nos diversos cenários de inserção de GDFV para o alimentador de 123 nós

Potência da SE	sem GDFV	25% de GDFV	50% de GDFV	75% de GDFV	100% de GDFV
kW	3621,6	2740,4	1878,4	1036,6	367,5
kvar	1323,9	1246,6	1194	1165,5	1329,2
kVA	3856	3010,6	2225,7	1559,8	1379,1

Fonte: Produção do próprio autor.

Como a parcela de reativos entregue pela SE às cargas é significativa na rede de 123 nós, alterou-se o FP de todos os inversores para os quatro cenários de inclusão fotovoltaica. Os resultados dessa nova etapa de simulação são exibidos na Tabela 14.

Tabela 14 – Potência entregue pela SE da rede de 123 nós ao se mudar o FP dos Inversores nos diversos cenários de integração

Potência da SE	sem GDFV	25% de GDFV	50% de GDFV	75% de GDFV	100% de GDFV
kW	3621,6	2743,4	1899,7	1078,3	443,6
kvar	1323,9	1120,1	756,7	406,9	135,4
kVA	3856	2963,3	2044,9	1152,5	463,8
FP GDFV	-	0,990	0,970	0,960	0,940

Fonte: Produção do próprio autor.

Neste caso também houve elevação de tensão nos nós, principalmente nos mais próximos ao regulador de tensão conectado entre os nós 160 e 67. Como feito para os sistemas de 13 e 34 nós, comparou-se também as perdas do alimentador de 123 nós sem GDFV e com 100% de inserção fotovoltaica, como mostrado na Tabela 15.

Tabela 15 – Perdas elétricas na rede de 123 nós sem GDFV e com 100% de inserção

Cenários	Perdas nas linhas	Perdas nos transformadores das GDFVs	Perdas nos transformadores pré-existent	Total
Sem GDFV	95,3 kW	0 kW	~ 0 kW	95,3 kW
100% de GDFV	6 kW	32,9 kW	~ 0 kW	38,9 kW

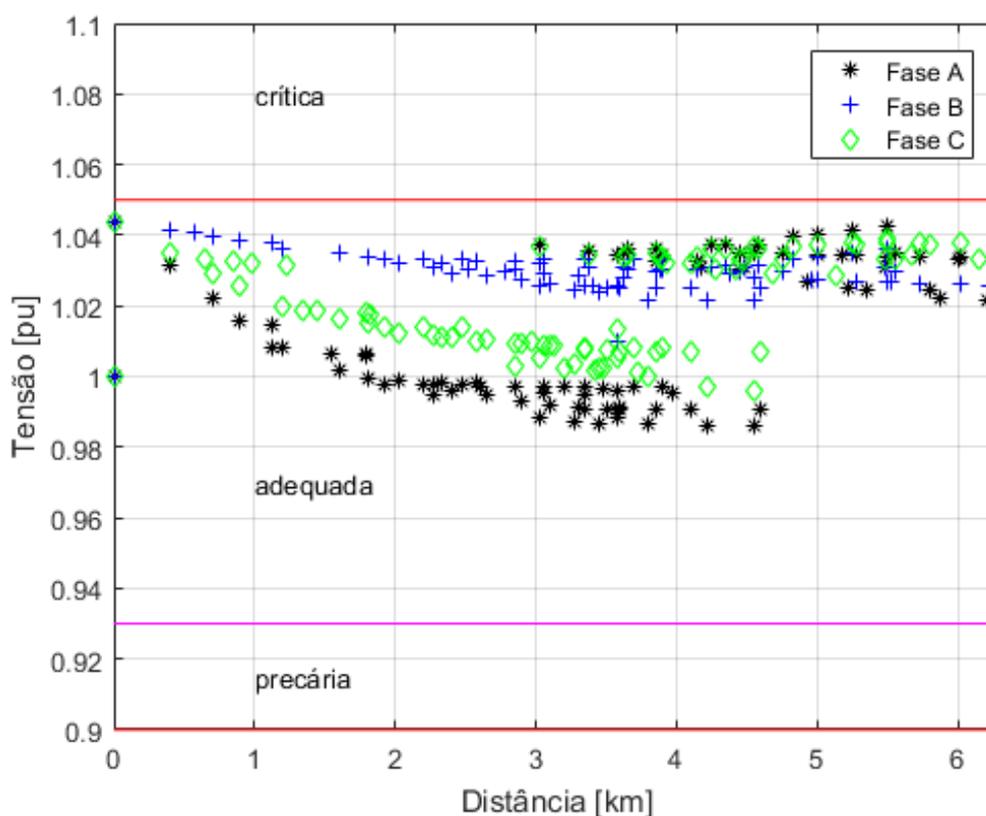
Fonte: Produção do próprio autor.

Como os nós 61 e 610 não apresentam carga, e o transformador da rede está entre eles, não há perdas elétricas nos transformadores pré-existentes. Também foi feita a análise da sobrecarga nas linhas. Para este alimentador, as barras entre os nós 149 e 13 deixam de apresentar sobrecarga a partir da inserção de GDFV com 50% da potência ativa das cargas.

### 7.2.2 Análise dos perfis de tensão da rede de 123 nós no modo *Snapshot*

O perfil de tensão resultante da simulação no OpenDSS sem a inclusão de GDFV e sem alteração nos elementos para a rede de 123 nós é exibido no Gráfico 26. Se trata de um alimentador com as fases desequilibradas, porém com níveis de tensão adequados. A maior tensão é a de saída da SE, no valor de 1,044pu e a menor tensão é a do nó 65, representando cerca de 0,986pu.

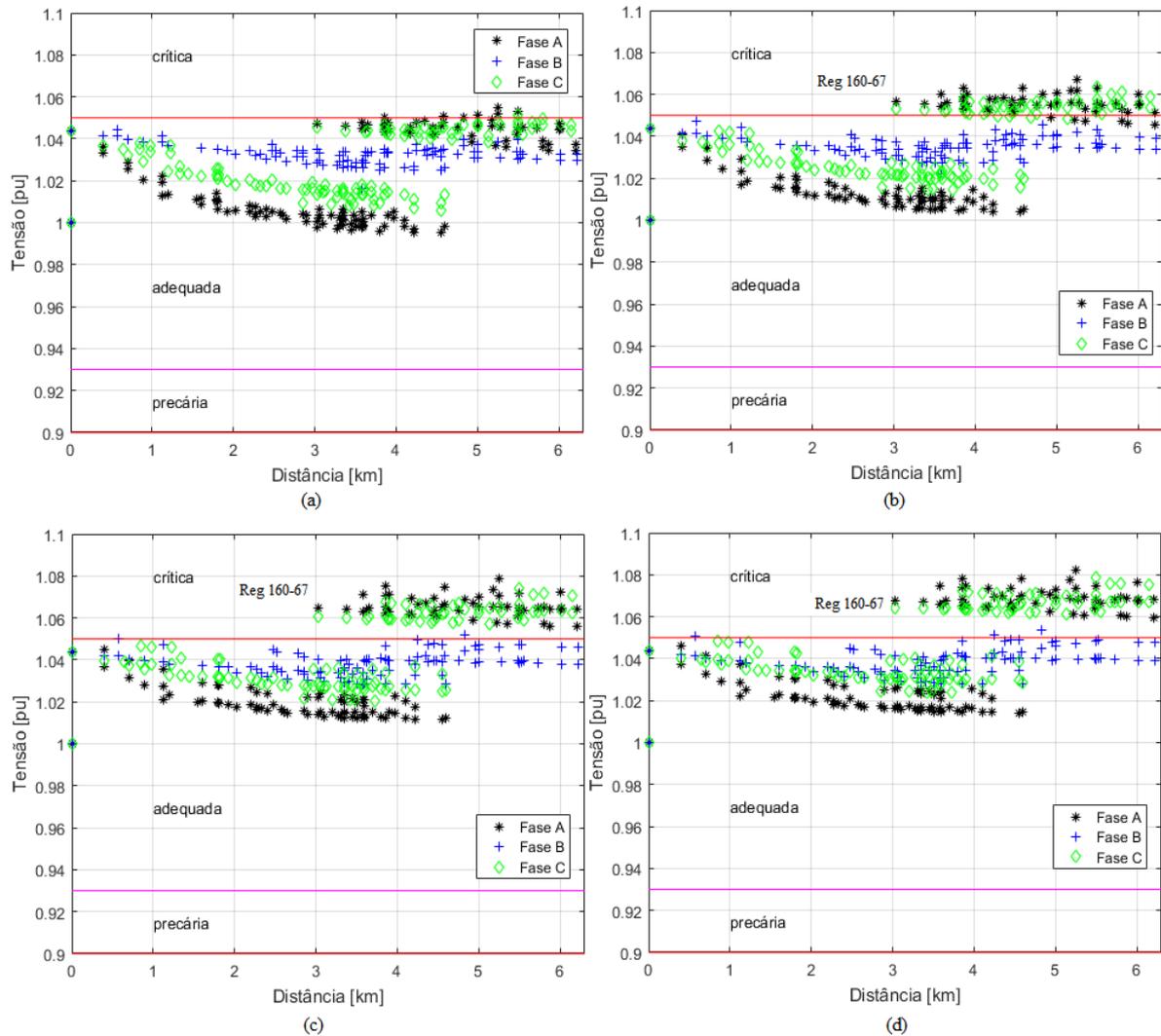
Gráfico 26 – Perfil de tensão da rede de 123 nós simulada no OpenDSS sem GDFV



Fonte: produção do próprio autor.

Após essa etapa, gerou-se os perfis de tensão para os cenários com inclusão de inversores fotovoltaicos, FP unitário. Os perfis com inclusão de GDFV com 25%, 50%, 75% e 100% da potência ativa das cargas são mostrados no Gráfico 27.

Gráfico 27 – perfil de tensão da rede de 123 nós com GDFV com 25% (a), 50% (b), 75% (c) e 100% (d) da potência ativa das cargas

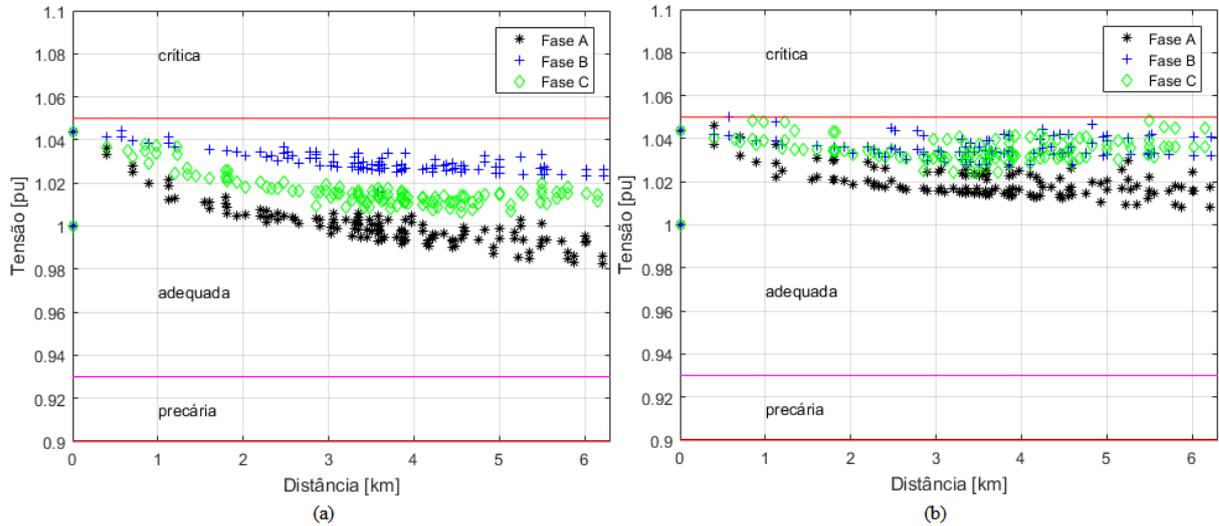


Fonte: Produção do próprio autor.

Quando se tem inserção com 25% da potência da carga, a tensão nos nós se eleva e já surgem sobretensões nos nós próximos ao regulador existente entre os nós 160 e 67. Conforme a geração fotovoltaica aumenta, mais nós próximos daquela região ficam com sobretensão. Assim, na tentativa de se extinguir tal sobretensão e tornar o perfil de tensão adequado, retirou-se o regulador em questão.

Os perfis resultantes para inclusão de inversores com 25% e 100% da potência da carga para o alimentador sem o regulador são representados no Gráfico 28. Portanto, ao analisar-se a o Gráfico 28 conclui-se que a remoção do regulador de tensão citado elimina as sobretensões em todos os cenários desenvolvidos.

Gráfico 28 – perfil de tensão da rede de 123 nós com GDFV com inserção de 25% (a) e 100% (b) da potência ativa das cargas para o alimentador sem o regulador de tensão entre os nós 160 e 67



### 7.3 Resultados das Simulações no Alimentador de 123 nós no Modo *Daily*

#### 7.3.1 Fluxo de potência da rede de 123 nós no modo *Daily*

Repetindo-se o procedimento adotado para as redes de 13 e 34 nós, gerou-se o Gráfico 29 que apresenta a variação de potência ativa da SE das 6h às 18h, e as curvas de perdas elétricas nas linhas e nos transformadores, mostrados no Gráfico 30.

Gráfico 29 – Variação de potência da SE da rede de 123 nós das 6h às 18h

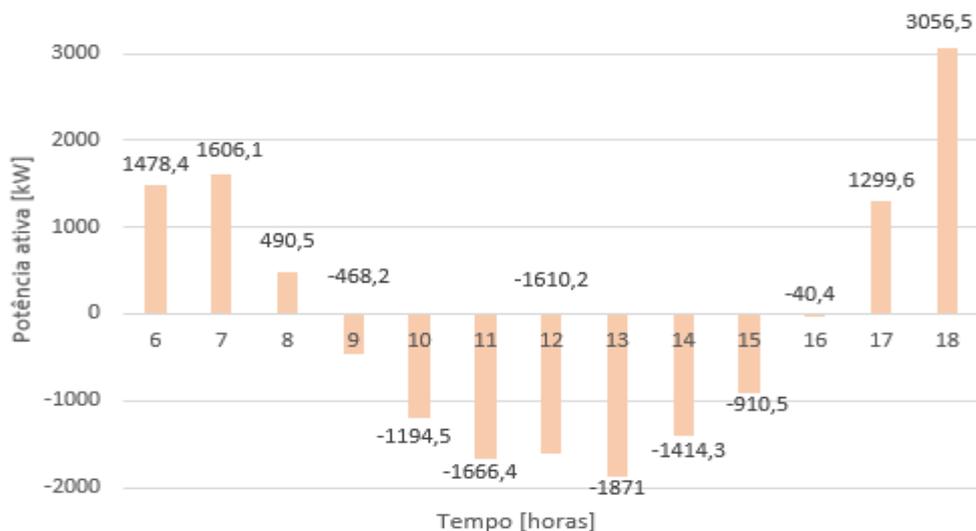
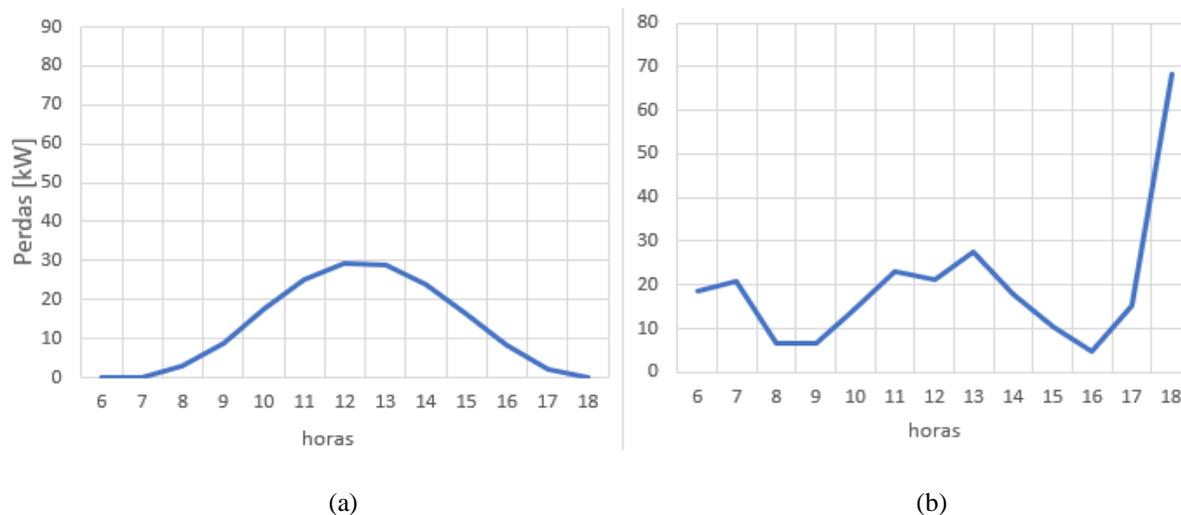


Gráfico 30 – Perdas elétricas nos transformadores (a) e nas barras (b) da rede de 123 nós entre as 6h e 18h



Fonte: Produção do próprio autor.

Os resultados foram semelhantes aos das outras redes. Já que as perdas nos transformadores pré-existentes se aproximaram de 0% para as simulações no modo *Snapshot*, no qual o motivo já foi explicado, não se gerou a curva de perdas elétricas diária para estes elementos.

Apesar do fluxo reverso de potência na SE, por este ser menor do que a potência direta entregue por ela nos horários de maior demanda, não há sobrecargas nas linhas entre as 6 e as 17 horas, que é quando a potência ativa em módulo não ultrapassa o valor de 1871 kW. Porém, a partir das 18h, a demanda por potência ativa atinge o valor de 3056,5 kW, conforme o Gráfico 29, e as sobrecargas nas linhas entre os nós 149 e 13 voltam a aparecer.

### 7.3.2 Tensão no nó 1 durante 24 horas com e sem GDFV

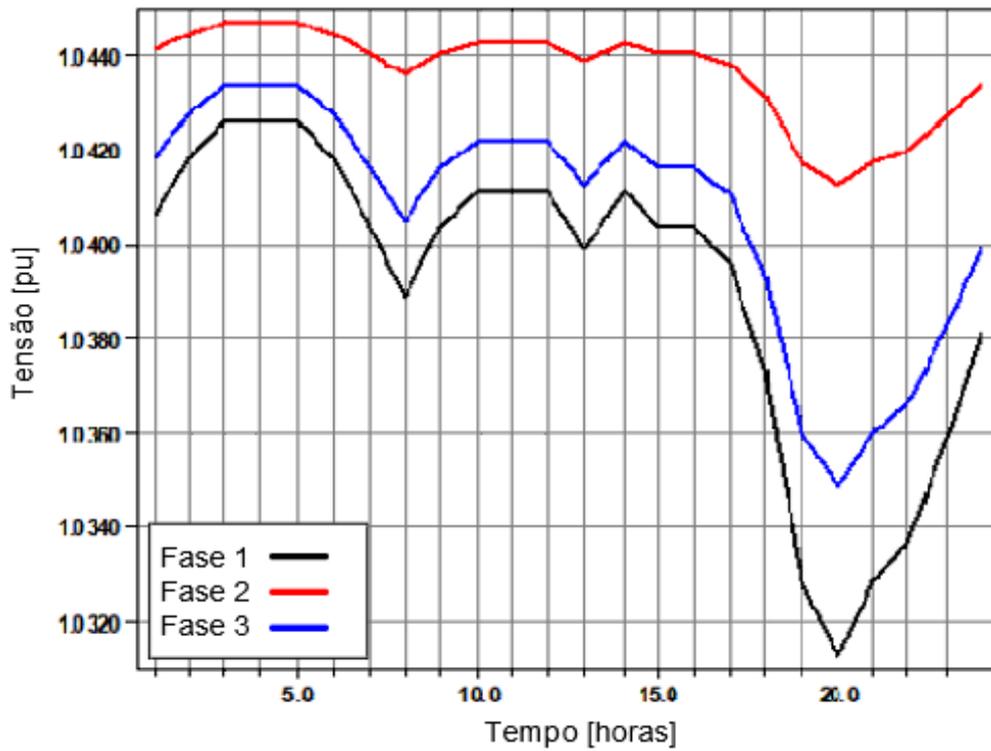
Repetindo a metodologia adotada nas outras redes, gerou-se as curvas de tensão diária no nó 1, próximo da SE, para o alimentador sem GDFV, como mostrado no Gráfico 31, e para o alimentador com 100% de GDFV, tal qual representado no Gráfico 32.

Observa-se a partir destas curvas que o comportamento da tensão na rede de 123 nós é bem semelhante ao das redes anteriores, porém se aproxima mais da rede de 13 nós, apresentando um desequilíbrio maior na fase representada em vermelho (fase 2).

Analisando o perfil de tensão da hora mais crítica, que é 13 horas, no qual os inversores estão gerando próximo da máxima potência e o consumo das cargas é baixo, para este alimentador,

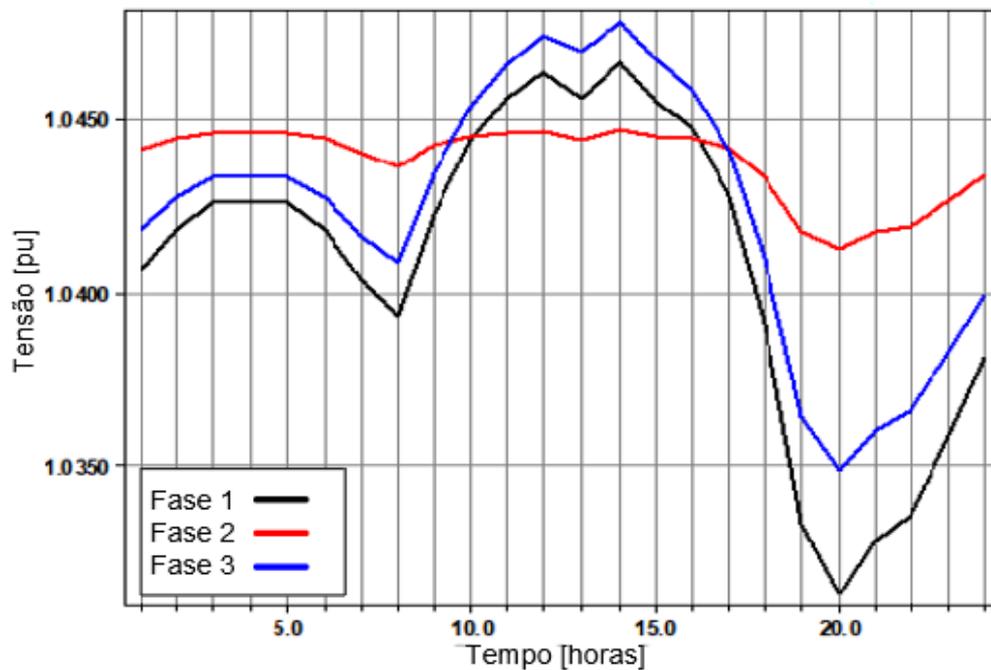
também, as tensões na maioria dos nós assumem valores impraticáveis. Há sobretensão em quase todo o alimentador, como pode-se observar no Gráfico 33.

Gráfico 31 – Tensão diária no nó 1 da rede de 123 nós sem GDFV



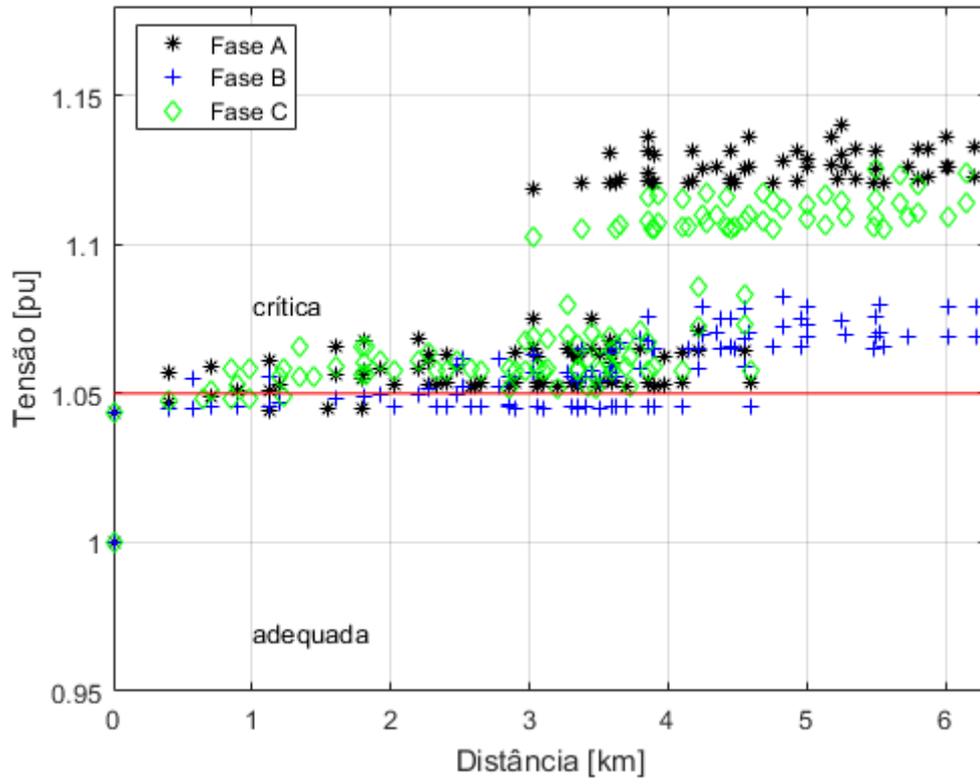
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 32 – Tensão diária no nó 1 da rede de 123 nós com 100% de GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 33 – Perfil de tensão do alimentador de 123 nós com 100% de GDFV na hora 13



Fonte: Produção do próprio autor.

## 8 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

A inclusão de geração distribuída na rede, principalmente a fotovoltaica, já é realidade no mundo inteiro e se apresenta como uma possibilidade de gerar energia elétrica com baixo impacto ambiental, garantindo o melhor aproveitamento dos recursos energéticos locais e a diversificação da matriz energética.

Em situações onde as hidrelétricas são a principal fonte de energia elétrica, as crises hídricas são frequentes e a demanda por energia aumenta a cada dia que passa, como no Brasil, por exemplo, a participação expressiva da geração distribuída pode permitir um sistema mais seguro e diversificado, e tornar a energia mais barata e acessível. Além disso, os geradores distribuídos podem contribuir para a diminuição das perdas elétricas e das sobrecargas na rede.

Entretanto, o sistema elétrico ainda não é totalmente preparado para uma alta penetração de geradores distribuídos, uma vez que estes podem provocar um fluxo reverso de potência e gerar efeitos indesejáveis na rede, como variações momentâneas de tensão e sobretensões, além do acionamento indevido de elementos de proteção. Desta forma, para contribuir com o planejamento de operação e otimização da rede nessas novas situações, estudos e simulações em *softwares* que avaliam o impacto da alta inserção de geração distribuída nas redes, principalmente da fotovoltaica, são de suma importância.

Então, as simulações e os estudos aqui realizados mostraram que a alta inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos em redes com diferentes características é capaz de diminuir as perdas elétricas e as sobrecargas nos alimentadores, porém também pode causar efeitos nocivos à rede, como a elevação da tensão e o fluxo reverso de potência. Todavia, fica nítido também que equipamentos inteligentes, como inversores, que são capazes de mudar alguns parâmetros elétricos, como seu próprio fator de potência, contribuem significativamente para uma melhor inserção de geradores fotovoltaicos na rede e para a diminuição dos possíveis efeitos negativos causados por eles. Além disso, a mudança ou a remoção de elementos da rede, como os reguladores, por exemplo, quando nessa nova realidade, pode também ser necessário, visando uma adequação do perfil de tensão.

Como nas análises temporais utilizou-se curvas padrões de irradiância, temperatura e de carga, para trabalhos futuros sugere-se o uso de curvas de cargas residencial e industrial, aplicando-se tipos diferentes em nós diferentes para se ter uma avaliação mais ampla dos efeitos da alta penetração de GDFV em redes mais heterogêneas.

Outra sugestão é realizar o estudo de curto-circuito e seletividade da rede com alta penetração de inversores fotovoltaicos inteligentes, escolhendo-se posições específicas de inserção fotovoltaica na rede para se avaliar os efeitos pontuais desta inclusão.

Por fim, sugere-se, também, realizar-se a aplicação de *oversizing* nos inversores fotovoltaicos para se avaliar a geração, o *clipping* e as perdas elétricas. Todo o cenário pode ser simulado utilizando o OpenDSS.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos temáticos ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída**: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016 (Cadernos Temáticos ANEEL). Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656835/16505063/2016\\_CadernosTematicosANEELMi cro2ed.pdf/01be3063-b1fe-a27f-cdc0-a9d81369391d](https://www.aneel.gov.br/documents/656835/16505063/2016_CadernosTematicosANEELMi cro2ed.pdf/01be3063-b1fe-a27f-cdc0-a9d81369391d). Acesso em: 10 nov. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**. Brasília, DF: ANEEL, 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 15 nov. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica No. 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24 de maio de 2017**. Brasília, DF: ANEEL, 2017a. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9). Acesso em: 11 nov. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, DF: ANEEL, 2017b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3%20e%0B20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86>. Acesso em: 12 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47). Acesso em: 15 jul. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414 de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF: ANEEL, 2010. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>. Acesso em: 15 set. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Cenários ABGD – Edição de outubro**. [S.l.]: ABGD, 2020. Disponível em: <http://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado/>. Acesso em: 10 nov. 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Cenários – Edição de julho**. [S.l.]: ABGD, 2021. Disponível em: <http://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado/>. Acesso em: 05 ago. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR**. [S.l.]: ABSOLAR, 2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 20 ago. 2021.

BHISE, D. R.; KANKALE, R. S.; JADHAO, S. Impact of distributed generation on protection of power system. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INNOVATIVE MECHANISMS FOR INDUSTRY APPLICATIONS*, 1., 2017, Bangalore. **Proceedings** [...]. Bangalore: IEEE, 2017. p. 399-405.

BOUÇAS, C. **Isenção de ICMS atrai aportes de R\$ 41 bilhões em geração solar em MG**. 2021. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2021/08/04/isencao-de-icms-atrai-aportes-de-r-41-bilhoes-em-geracao-solar-em-mg.ghtml>. Acesso em: 06 set. 2021.

CARNEIRO, M. S. **Utilização do software OpenDSS para cálculo das perdas técnicas em redes de distribuição**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. (org.). **Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes**. Rio de Janeiro: Publit, 2018. Disponível em: [https://www.ie.ufrj.br/images/IE/livros/livro\\_experiencias\\_internacionais\\_em\\_gd.pdf](https://www.ie.ufrj.br/images/IE/livros/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf). Acesso em: 08 out. 2021.

CASTRO, N.; CASTRO, G.; FERREIRA, D.; TOMASSO, F.; MORAIS, R. Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída. **Texto de Discussão do Setor Elétrico**, n. 79, p. 47, jan. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2020: Ano base 2019**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019\\_Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf). Acesso em: 12 nov. 2020.

FREITAS, P. R. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power system analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1994.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 13 Node Test Feeder**. New Jersey, 1992a. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 31 jun. 2021.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 34 Node Test Feeder**. New Jersey, 1992b. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 14 ago. 2021.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 123 Node Test Feeder**. New Jersey, 1992c. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 29 ago. 2021.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de**

**distribuição de energia elétrica.** 2. ed. São Paulo: [s.n.], 2010.

LUCHINI, M. B. **Análise do impacto da geração distribuída em redes de distribuição sob a ótica topológica da teoria de grafos.** 2021. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, 2021.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENGINEERING*, 1., 2013, Covilhã. **Proceedings [...]**. Covilhã: Iceubi, 2013. p. 1-10. Disponível em:

MENDES, M. A.; VARGAS, M. C.; BATISTA, O. E.; SIMONETTI, D. S. L. A review on the methods for mitigate the impacts of photovoltaic distributed generation in power systems protection. *In: 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 2018, Niteroi. **Proceedings [...]**. [s. l.]: IEEE, 2018. p. 1-6.

NARUTO, D. T. **Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica.** 2017. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

OLIVEIRA, M. E.; PADILHA-FELTRIN, A.; CANDIAN, F. J. Investigation of the Relationship between Load and Loss Factors for a Brazilian Electric Utility. *In: Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 15-18., 2006, Caracas. **Proceedings [...]**. Caracas: IEEE, 2006. p. 1-6.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **O que é o SIN?** Brasília, DF: ONS, 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 17 ago 2021.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, [s. l.], v. 33, n. 6, p. 787-798, 2005.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos: 2017. 80 p. Disponível em: <http://urllib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Acesso em: 12 nov. 2020.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. **Renewables 2020 Global Status Report.** Paris: REN21 Secretariat, 2020.

SECRETARIA DE ESTADO DE FAZENDA. **Governo amplia incentivo à produção de energia elétrica de fontes renováveis.** Belo Horizonte, MG: SEFA, 2021. Disponível em: [http://www.fazenda.mg.gov.br/noticias/2021.01.12\\_energia/index.html](http://www.fazenda.mg.gov.br/noticias/2021.01.12_energia/index.html). Acesso em: 14 set. 2021.

TIEPOLO, G. M.; URBANETZ, J.; PEREIRA, E. B.; PEREIRA, S. V.; ALVES, A. R. **Energia solar no Estado do Paraná - Potencial, barreiras e políticas públicas**. XCBPE, Gramado, 2016.

TONINI, L. G. R.; BATISTA, O. E.; RUEDA-MEDINA, A. C.; MENDES, M. A.; VARGAS, M. C. Power Flow Analysis on Networks with High Integration of Distributed Photovoltaic Generation. *In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2019, Gramado. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 2019. p. 1-6.

VARGAS, M. C. **Análise dos Impactos das Faltas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.