

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

HANNAH DE OLIVEIRA FAVERO

**MODELAGEM E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**VITÓRIA
2021**

HANNAH DE OLIVEIRA FAVERO

**MODELAGEM E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**Trabalho de Conclusão de Curso,
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. Dr. Lucas Frizera
Encarnação**

VITÓRIA
2021

HANNAH DE OLIVEIRA FAVERO

**MODELAGEM E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

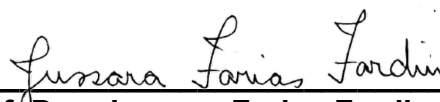
Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 05 de outubro de 2021.

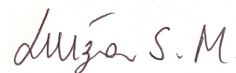
COMISSÃO EXAMINADORA:



Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



Prof. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



Eng. Ma. Luiza Saleme de Menezes
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

RESUMO

A Geração Distribuída diversificou a forma de geração de energia elétrica e também aproximou as fontes de energia aos centros urbanos. Contudo, a inserção de unidades de Geração Distribuída na rede de distribuição pode trazer alguns impactos ao sistema de distribuição, como alteração de níveis de tensão, frequência, entre outros, trazendo resultados benéficos ou até mesmo maléficos, para a rede. É notável a necessidade de uma boa disposição da Geração Distribuída no sistema elétrico, com a intenção de trazer vantagens à rede. A alocação ótima de sistemas de Geração Distribuída é um estudo que pode ser realizado por meio de simulações em programas específicos e de métodos matemáticos que buscam a melhor solução para essa inserção. Este trabalho visa analisar os impactos de inserções de Geração Distribuída, por meio de sistemas fotovoltaicos, na rede, considerando o planejamento da concessionária ao longo de 5 anos, também levando em consideração o aumento da carga ao longo desses anos. O intuito final é alocar da melhor forma a Geração Distribuída, considerando suas transgressões de sobretensão e perdas de energia.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Alocação Ótima. Redes de Distribuição. Geração Fotovoltaica.

ABSTRACT

Distributed Generation has diversified the way in which electricity is generated and has also brought energy sources closer to urban centers. However, the insertion of Distributed Generation units in the distribution network can bring some impacts to the distribution system, such as changes in voltage levels, frequency, among others, bringing beneficial or even harmful results to the network. The need for a good disposition of Distributed Generation in the electrical system is remarkable, with the intention of bringing advantages to the network. The optimal allocation of Distributed Generation systems is a study that can be performed through simulations in specific programs and mathematical methods that seek the best solution for this insertion. This work aims to analyze the impacts of Distributed Generation insertions, through photovoltaic systems, in the network, considering the utility's planning over 5 years, also taking into account the increase in load over these years. The ultimate goal is to best allocate Distributed Generation, considering its transgressions of overvoltage and energy losses.

Keywords: Distributed Generation. Optimal Allocation. Distribution Networks. Photovoltaic Generation.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétrica
DSS	<i>Distribution System Simulator</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétrica
PRODIST	Procedimentos de distribuição
REN	Resolução Normativa
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa do sistema de transmissão do Brasil	14
Figura 2 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica	18
Figura 3 - Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil	20
Figura 4 - Estrutura do OpenDSS	22
Figura 5 - Diagrama de blocos do <i>PVSystem Element Model</i>	23
Figura 6 - Sistema 13 barras IEEE	26
Figura 7 - Curva de carga residencial	27
Figura 8 - Curva de carga industrial	28
Figura 9 - Curva de potência do <i>PVSystem</i>	31
Figura 10 - Perfil das tensões do sistema sem a inserção de SFV	35
Figura 11 - Perfil das tensões do sistema para 25% de inserção de SFV sem aumento de carga	37
Figura 12 - Perfil das tensões do sistema para 50% de inserção de SFV sem aumento de carga	38
Figura 13 - Perfil das tensões do sistema para 75% de inserção de SFV sem aumento de carga	40
Figura 14 - Perfil das tensões do sistema para 100% de inserção de SFV sem aumento de carga	41
Figura 15 - Perfil das tensões do sistema para 125% de inserção de SFV sem aumento de carga	43
Figura 16 - Sistema com as inserções de SFV no cenário 1	43
Figura 17 - Perfil das tensões do sistema para 25% de inserção de SFV com aumento de carga	45
Figura 18 - Perfil das tensões do sistema para 50% de inserção de SFV com aumento de carga	46
Figura 19 - Perfil das tensões do sistema para 75% de inserção de SFV com aumento de carga	48
Figura 20 - Perfil das tensões do sistema para 100% de inserção de SFV com aumento de carga	49

Figura 21 - Perfil das tensões do sistema para 125% de inserção de SFV com aumento de carga	51
Figura 22 - Sistema com as inserções de SFV no cenário 2	51
Figura 23 - Perfil das tensões do sistema com o resultado do cenário 1 e considerando aumento de carga	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Faixas aplicadas às tensões nominais superiores a 1kV e inferior a 69kV	24
Tabela 2 - Faixas aplicadas às tensões nominais inferiores a 1 kV	24
Tabela 3 - Curva de carga residencial	28
Tabela 4 - Curva de carga industrial	29
Tabela 5 - Número de unidades consumidoras para cada barra do sistema	30
Tabela 6 - Potência da rede	32
Tabela 7 - Valores de transgressões e perdas do sistema sem a inserção de SFV	35
Tabela 8 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 25% de inserção de SFV sem aumento de carga	36
Tabela 9 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 50% de inserção de SFV sem aumento de carga	38
Tabela 10 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 75% de inserção de SFV sem aumento de carga	39
Tabela 11 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 100% de inserção de SFV sem aumento de carga	41
Tabela 12 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 125% de inserção de SFV sem aumento de carga	42
Tabela 13 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 25% de inserção de SFV com aumento de carga	44
Tabela 14 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 50% de inserção de SFV com aumento de carga	46
Tabela 15 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 75% de inserção de SFV com aumento de carga	47
Tabela 16 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 100% de inserção de SFV com aumento de carga	49
Tabela 17 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 125% de inserção de SFV com aumento de carga	50
Tabela 18 - Valores de transgressões e perdas do sistema com o resultado do cenário 1 e considerando aumento de carga	52

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 JUSTIFICATIVA.....	11
1.2 OBJETIVOS.....	11
1.2.1 Objetivo Geral	12
1.2.2 Objetivos Específicos	12
1.3 METODOLOGIA	12
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1 SISTEMA ELÉTRICO NO BRASIL.....	14
2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	15
2.2.1 Regulamentação no Brasil	16
2.2.2 Impactos da GD no Sistema de Distribuição	17
2.2.2.1 Aumento de Tensão	17
2.2.2.2 Perdas	17
2.3 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	18
2.4 ALOCAÇÃO ÓTIMA EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	20
2.5 OPENDSS	20
2.5.1 História do <i>Software</i> OpenDSS	20
2.5.2 Estrutura do OpenDSS	21
2.6 PRODIST MÓDULO 8.....	23
3 INSERÇÃO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	26
3.1 SISTEMA DE 13 BARRAS DO IEEE.....	26
3.2 CURVA DE CARGA.....	27
3.3 SIMULAÇÃO NO OPENDSS	29
3.3.1 Variação das Tensões nas Barras	31
3.3.2 Perdas	31
4 RESULTADOS	32
4.1 REDE SEM INSERÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	32
4.2 INSERÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO SEM ACRÉSCIMO DE CARGA	33

4.2.1 25% da Inserção	33
4.2.2 50% da Inserção	34
4.2.3 75% da Inserção	36
4.2.4 100% da Inserção	37
4.2.5 125% da Inserção	39
4.3 INSERÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ACRÉSCIMO DE CARGA	41
4.3.1 25% da Inserção	41
4.3.2 50% da Inserção	42
4.3.3 75% da Inserção	44
4.3.4 100% da Inserção	45
4.3.5 125% da Inserção	47
4.4 COMPARAÇÃO ENTRE RESULTADOS	49
5 CONCLUSÃO	51
6 REFERÊNCIAS	52

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

Com o crescente número da população do planeta, se fez urgente a necessidade de transformar a geração de energia mais distribuída. O padrão atual de distribuição do sistema elétrico mundial, que é formado por grandes centrais geradoras, extensas redes de operação e manutenção, além de ser efetivamente oneroso, gera grandes perdas (JÚNIOR, 2016).

Desta forma, torna-se indispensável pensar em outras formas de distribuição de geração de energia e faz-se necessário encurtar a distância entre fornecedores e consumidores, principalmente se considerarmos os consumidores fora dos grandes centros urbanos.

O ideal é que futuramente, ao invés de grandes geradores de energia em poucas quantidades, existam vários geradores de menor escala distribuídos por toda a rede, o que contribuirá para a atenuação das perdas entre fornecedores e consumidores, já que esses estarão mais próximos. Para isso é necessário controlar a interação entre os agentes geradores, distribuidores e consumidores de energia. Porém deve-se entender que as redes de distribuição não foram projetadas para a inserção de elementos que causam fluxo inverso, por exemplo. Então é necessário compreender como esses novos elementos ativos no sistema irão impactar a rede, a fim de se obter as melhores vantagens com a inserção de GDs.

1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo modelar um sistema de distribuição inserindo Geração Distribuída, em dois cenários, um sem considerar o aumento das cargas ao longo dos anos e outro considerando um acréscimo anual das cargas ao longo de 5 anos, tempo de inserção gradual das GDs. A análise dos parâmetros foi realizada de acordo com a regulamentação do PRODIST sobre qualidade de energia, com o objetivo de analisar e modelar um sistema com alocação ótima da GD na rede de distribuição, a partir do *software* OpenDSS.

Com a simulação do sistema observa-se de que forma as unidades de GD terão impactos positivos ou negativos nas redes de distribuição, concluindo-se como o acréscimo da Geração Distribuída afeta o sistema elétrico e como podem ser obtidas vantagens com essas inserções.

1.2.1 Objetivo Geral

O projeto tem como objetivo buscar, em uma simulação de uma rede de distribuição elétrica, a melhor solução de alocação de Geração Distribuída no sistema elétrico usando o *software* OpenDSS para simulação.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Simular o sistema 13 barras do IEEE no *software* OpenDSS, alocando curvas de carga de acordo com o sistema;
- Inserir gradualmente geração distribuída em forma de sistema fotovoltaico;
- Analisar exaustivamente as sobretensões e as perdas de forma monetária;
- Adicionar o sistema fotovoltaico de acordo com os impactos causados na rede;
- Repetir todas as etapas da simulação do sistema, agora considerando que há acréscimo de carga gradual.

1.3 METODOLOGIA

Inicialmente, um estudo do *software* foi realizado, para familiarização com o OpenDSS, conhecendo suas funções e ferramentas. O modelo de sistema de rede de distribuição 13 barras fornecido pelo IEEE foi simulado no *software* OpenDSS, para que, a partir disso, unidades de GD pudessem ser acrescentadas. Dois cenários de simulações foram criados, o primeiro considerando a rede estática, sem crescimento de carga ao longo dos 5 anos das simulações, já no segundo cenário, o acréscimo de carga anual foi considerado. A fim de ser encontrada uma alocação ótima de Geração Distribuída, foi usado o método exaustivo, escolhido para buscar a localização mais benéfica da GD na rede, ou seja, para cada cenário foi feita a

inserção de GD ano a ano nas barras trifásicas do sistema. Nessas simulações eram analisadas as transgressões de sobretensão, de acordo com o PRODIST, nas cargas, assim como as perdas no sistema, essas duas variáveis foram convertidas para um valor financeiro a fim de que pudessem ser comparadas. Em seguida foram verificados os efeitos desta composição na rede elétrica, e pelo método exaustivo, analisando cada simulação uma a uma, obteve-se o melhor arranjo para os sistemas fotovoltaicos.

Ao final do desenvolvimento do projeto, foi possível analisar os impactos da inserção de cada sistema fotovoltaico, observando em quais barras esses impactos seriam menores e até mesmo benéficos à rede.

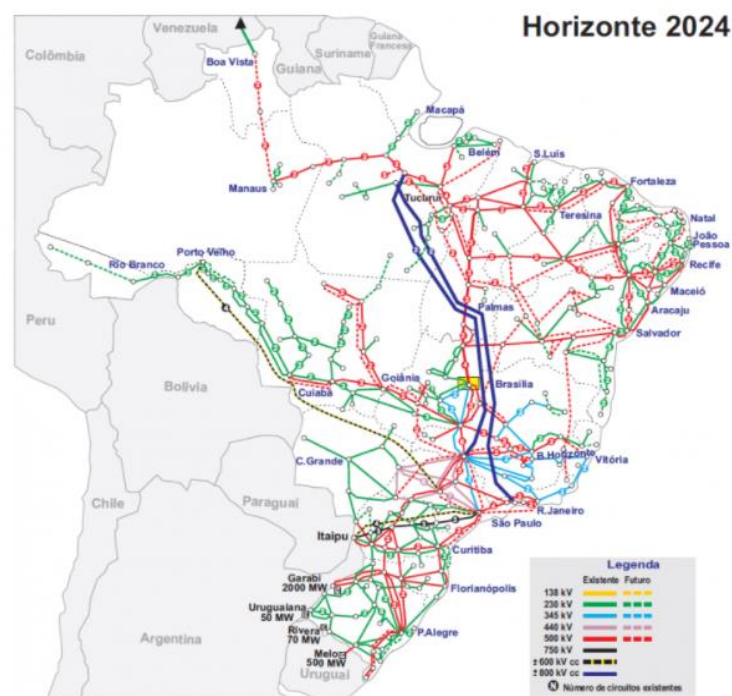
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SISTEMA ELÉTRICO NO BRASIL

"No Brasil, país de dimensões continentais, é preciso uma grande infraestrutura de transmissão e conexão para superar as distâncias e interligar todas as usinas, espalhadas pelo país, aos locais de consumo" (BAJAY, 2018).

Atualmente, no Brasil, a geração e transmissão de energia elétrica é constituída pelo Sistema Interligado Nacional, o SIN, formado de usinas e extensas linhas de transmissões que formam uma imensa rede que engloba as regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e Norte, conforme Figura 1, que apresenta o planejamento de expansão do SIN até 2024. O Sistema opera em regime de integração, o que possibilita a troca de energia elétrica entre as regiões (ONS, 2021).

Figura 1 - Mapa do sistema de transmissão do Brasil



Fonte: ANEEL (2015).

Segundo a ONS, o sistema de geração de energia elétrica do país é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, tendo usinas hidrelétricas como fonte de eletricidade, majoritariamente, aproveitando as diferenças de níveis de rios e,

portanto, dependendo de condições climáticas. Um dos problemas desse tipo de geração é que ela se encontra longe dos pólos consumidores, fazendo com que haja a necessidade de um grande sistema de transmissão, com linhas que suportam grandes valores de potência até os centros de distribuição (MERLIN, 2018).

As usinas eólicas apresentam picos de desenvolvimento nos últimos anos, principalmente nas regiões Sul e Nordeste do país, conquistando maior espaço na matriz energética nacional, totalizando 10,7% de representatividade em julho de 2021 (GOV, 2021). Uma grande vantagem desse tipo de geração de energia elétrica são seus impactos ambientais, sendo considerada uma energia limpa e alternativa às fontes convencionais.

Outra fonte de energia muito utilizada no Brasil é a térmica, que é usada estrategicamente para segurança do SIN, uma vez que as usinas termelétricas são acionadas principalmente em períodos de estiagem ou de grande aumento de demanda por energia elétrica, essas usinas estão situadas nas imediações dos principais centros consumidores, reduzindo os custos com transmissão. Esse tipo de geração através da queima de combustíveis é geralmente usado quando existe um planejamento de estoque hidrológico nos reservatórios das usinas hidrelétricas, uma vez que seu funcionamento permite que haja uma folga do uso de água para geração de energia, controlando o volume dos reservatórios nas usinas para uso futuro (ONS, 2021).

Essas diferentes formas de produção de energia compõem o sistema de geração centralizada no Brasil, com o objetivo de atender ao mercado consumidor. Há ainda sistemas isolados, que são constituídos principalmente por usinas térmicas, que utilizam como matéria prima óleo diesel e óleo combustível. Complementam os sistemas isolados as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e termelétricas movidas a biomassa (ANEEL, 2008).

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com a urbanização crescente, elevou-se a demanda por energia elétrica, tornando necessária a diversificação da matriz energética no mundo, uma vez que se tornou inviável o uso de fontes geradoras de energia de grande porte, que usualmente se encontram longe desses centros urbanos e que necessitam de grande aporte

financeiro para sua implementação. Portanto faz-se de extrema importância trazer a geração de energia elétrica para perto dos consumidores, o que impactaria nos custos de transmissão e distribuição e no atendimento da progressiva demanda energética (FREITAS, 2015).

A Geração Distribuída veio para minimizar o impacto dessa nova demanda, pois consiste em trazer a geração de energia elétrica para próximo dos consumidores, ligada diretamente à rede de distribuição, podendo ter potências instaladas menores. A GD permite até mesmo que os consumidores sejam ativos na rede de distribuição, gerando sua própria energia ou até mesmo injetando energia no sistema. Segundo Bajay (2018), a Geração Distribuída transforma o consumidor em prossumidor, mescla entre as palavras produtor e consumidor.

A implementação de Geração Distribuída na rede de distribuição traz muitos benefícios ao sistema, como, por exemplo, diminuição dos impactos ambientais, uma vez que a maioria das fontes utilizadas são renováveis e limpas; redução das perdas de energia elétrica; minimização nos investimentos dos sistemas de geração, transmissão e distribuição; e pluralização da matriz energética (ANEEL, 2021).

As principais tecnologias utilizadas no Brasil para a Geração Distribuída de médio porte são: instalações de cogeração; motogeradores, geralmente movidos a óleo diesel, para atendimento emergencial ou operação no período de ponta; Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs); e, recentemente, módulos fotovoltaicos. Para a geração de pequeno porte, os principais equipamentos empregados no país, atualmente, são os módulos fotovoltaicos e os motogeradores movidos a óleo diesel ou gasolina (para atendimento emergencial ou operação no período de ponta). É relevante mostrar essa parcela considerável de geradores distribuídos que utilizam óleo diesel e gasolina, que são combustíveis fósseis e poluentes. Nesse contexto, é errôneo associar a geração distribuída apenas às fontes limpas e renováveis (BAJAY, 2018).

2.2.1 Regulamentação no Brasil

No Brasil a inserção de unidades de geração distribuída no sistema de distribuição é recente.

[...] foi regulamentada pela Resolução Normativa N° 482 de 2012 (REN 482/2012) de 17 de abril de 2012, editada pela ANEEL. Essa resolução estabelece as condições gerais para conexão de unidades geradoras na rede de distribuição e apresenta o sistema de compensação de energia elétrica, que é a forma de benefício econômico disponibilizado ao consumidor como mecanismo de incentivo. A REN 482/2012 foi recentemente revisada pela Resolução Normativa N° 687 (REN 687/2015) de 24 de novembro de 2015, que passou a vigorar em março de 2016, de modo a inserir modificações nos valores das potências dos sistemas de

geração, bem como, em outros pontos do documento original. Com a REN 482/2012 ocorreu um lento, porém regulamentado, processo de disseminação da micro e minigeração distribuída pelo país. No final de 2014 o número de consumidores com unidades de GD era 5,5 vezes maior que no final de 2013 (MACHADO, 2016).

2.2.2 Impactos da GD no Sistema de Distribuição

Conectar um sistema de Geração Distribuída na rede de distribuição pode causar inúmeros impactos à concessionária de distribuição, trazendo tanto vantagens quanto desvantagens ao sistema. Os impactos abordados neste trabalho serão dois: o aumento da tensão e os impactos nas perdas de energia (ABREU, 2010).

2.2.2.1 Aumento de Tensão

Como é sabido, a introdução de GD à rede faz com que o sistema que inicialmente era unidirecional, mude para um sistema bidirecional, ou seja, passe a fluir potência nas duas direções, tanto da distribuidora de energia ao consumidor, quanto do consumidor para a rede, uma vez que ele se transforma em um agente ativo do sistema, que fornece potência. Essa produção de potência poderá exceder o que é consumido pela carga, fazendo com que essa potência tenha fluxo inverso, em direção à subestação, logo se tem corrente no alimentador no sentido reverso ao que é projetado pelas concessionárias de energia (SKORUPA, 2018).

A tensão é fundamentalmente constante na subestação, por conta dos reguladores. Porém, quando são utilizados sistemas fotovoltaicos como Geração Distribuída, a corrente no sentido contrário irá produzir uma diferença de potencial, fazendo então com que a tensão aumente na barra de carga. Portanto, a introdução de SFV na rede de distribuição fará com que haja um aumento da tensão (ABREU, 2010).

O módulo 8 do PRODIST intervém mostrando os níveis aceitáveis de tensão, portanto uma grande preocupação seria se a inserção de GD traria a tensão para níveis não adequados, gerando assim multa às concessionárias de energia.

2.2.2.2 Perdas

Com relação às perdas de energia, há um fator que deve ser bem avaliado para que conclusões possam ser tiradas, que é a disposição e tamanho da Geração

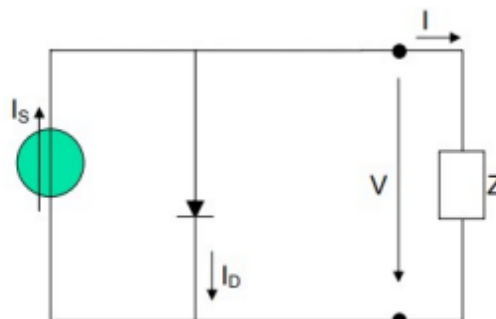
Distribuída no sistema, uma vez que pode-se ter impactos em que as perdas sejam atenuadas ou impactos que pioram essas perdas. O ideal é encontrar o ponto ótimo, onde as perdas serão reduzidas, aliviando assim as linhas de distribuição (QUEZADA, 2006).

2.3 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração solar fotovoltaica é uma fonte de energia alternativa, considerada limpa, uma vez que há inexistência de ruídos em seu funcionamento, necessidade baixa de manutenção e quase zero emissão de poluentes. Há poluentes apenas na sua fabricação e descarte, apresentando saldo pouco negativo quanto a essa questão. Por isso, pode ser considerado um dos tipos de fonte renovável mais limpos e sustentáveis (ABREU, 2010).

O sistema para esta geração é feito através de módulos fotovoltaicos, que dispõem de células que convertem a irradiação solar em corrente contínua, gerando eletricidade (JÚNIOR, 2016). O material dessas células normalmente é o silício, que é um semicondutor. Na Figura 2, observa-se o esquema simplificado de funcionamento de uma célula fotovoltaica (círculo em verde) e sua geração de corrente a partir de um feixe de radiação luminosa, sendo o diodo a representação da junção p-n do material semicondutor (RIBEIRO, 2019).

Figura 2 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: Castro (2007).

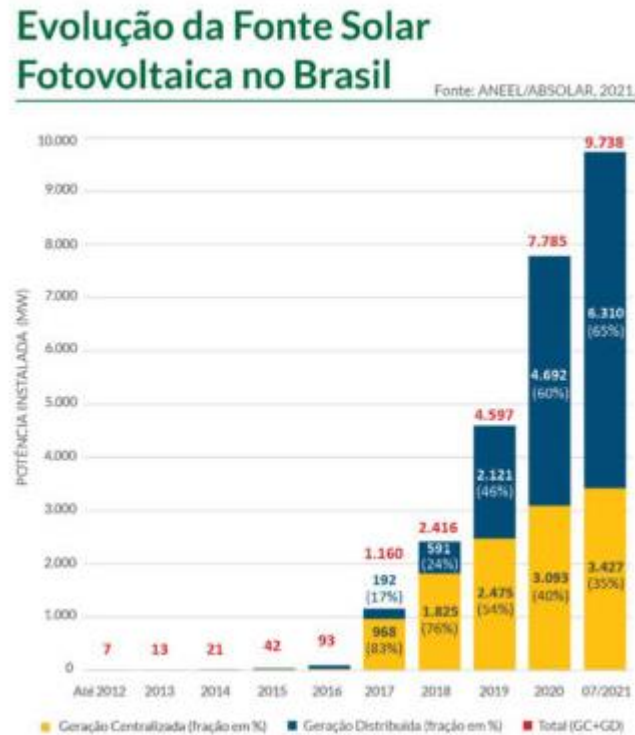
Os arranjos de células constituem os módulos fotovoltaicos, que geram uma potência usualmente especificada em corrente contínua (CC). Portanto há a utilização de um inversor no sistema fotovoltaico, que é conectado à rede de

distribuição e sincroniza a frequência e tensão para corrente alternada (CA). O inversor ainda funciona como proteção para o sistema fotovoltaico, pois quando o sistema não está fornecendo energia, ele é desconectado da rede de distribuição (JÚNIOR, 2016).

Pela sua praticidade de instalação em centros urbanos, uma vez que pode ser instalado em telhados de residências, por exemplo, e por sua baixa densidade energética, o sistema solar fotovoltaico se adapta melhor à Geração Distribuída do que à Geração Centralizada (JÚNIOR, 2016).

A geração solar fotovoltaica vem sendo muito utilizada no mundo todo e seu uso cresce a cada ano. No Brasil, a energia solar fotovoltaica representa cerca de 2% da matriz energética, com previsão de terminar 2021 atingindo o marco de 2,9% (GOV, 2021). Segundo a ABSOLAR (2021), Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, chegou-se ao patamar de mais de 9,7GW desde 2012. E nos últimos 3 anos, o crescimento da energia solar usada como Geração Distribuída foi mais de 2.000%. Em 2020, segundo publicação do portal do Governo do Brasil (2021), a capacidade instalada de energia solar cresceu em 66% no país. Na Figura 3, é apresentado o crescimento da energia fotovoltaica ao longo dos anos no território brasileiro.

Figura 3 - Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2021).

2.4 ALOCAÇÃO ÓTIMA EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Vários fatores afetam de importante maneira as redes de distribuição no que diz respeito à instalação de unidades de GD, como seu tipo, tamanho e localização no sistema. Esses fatores afetam tanto o desempenho ambiental, quanto o econômico ou o técnico das redes. Se essa alocação for feita de forma apropriada, são possíveis muitos benefícios, entre eles: diminuir os efeitos danosos desta geração de energia para a rede e os custos operacionais, além de melhorar a qualidade de energia e a confiabilidade da rede.

O problema da alocação ótima de Geração Distribuída é multiobjetivo não-linear, tendo em vista que trabalha com múltiplas variáveis e diversas soluções simultaneamente. Todas essas respostas podem gerar divergências, fazendo com que a existência de apenas uma que seja ótima se torne menos tangível. Então se faz necessário a busca por um conjunto de resultados que atenda à otimização do sistema, de maneira eficiente (PEREIRA, 2018).

O método proposto neste trabalho foi o método exaustivo, que consiste em analisar e simular todas as possibilidades possíveis para então, na análise de resultados, ser definida a configuração a ser escolhida, para a melhor alocação das GDs.

2.5 OPEN DSS

2.5.1 História do *Software* OpenDSS

Inicialmente nomeado de DSS, o *software* foi desenvolvido, em 1997 por Roger Dugan e Thomas McDemontt, na *Electrotek Concepts, Inc.*, com o objetivo de simular redes, em que haviam a presença de Geração Distribuída, assim como fazer, de forma flexível, análises que outras ferramentas não suportavam. O DSS foi comprado pelo EPRI em 2004 e mais tarde, em 2008, houve a transformação de DSS para OpenDSS, já que o *software* passou a ser disponibilizado em licença de código aberto, contribuindo para o desenvolvimento de estudos de *Smart Grids* (EPRI, 2016).

Mais próximo de ser um *software* que resolve fluxo harmônico do que um que resolve fluxo de potência, uma vez que é mais fácil esse tipo de análise, o OpenDSS lida com as barras de forma diferente de outros programas que têm o mesmo intuito. As barras não são criadas como componentes centrais, sobre as quais o sistema é concebido, mas sim são desenvolvidas dinamicamente de acordo com a necessidade do sistema. Esses atributos fornecem flexibilidade para a modelagem de diversos tipos de sistemas (EPRI, 2016).

Um dos fatores que legitima o uso do OpenDSS é competência para criar redes com a inserção de Geração Distribuída, assim como para simular fluxos de potência para um período que se deseja analisar. Além disso, o *software* foi adotado pela ANEEL, de acordo com a Nota Técnica Nº 057/2014-SRD/ANEEL, para medir o fluxo de potência, e também as perdas técnicas das concessionárias de distribuição de energia (FREITAS, 2015).

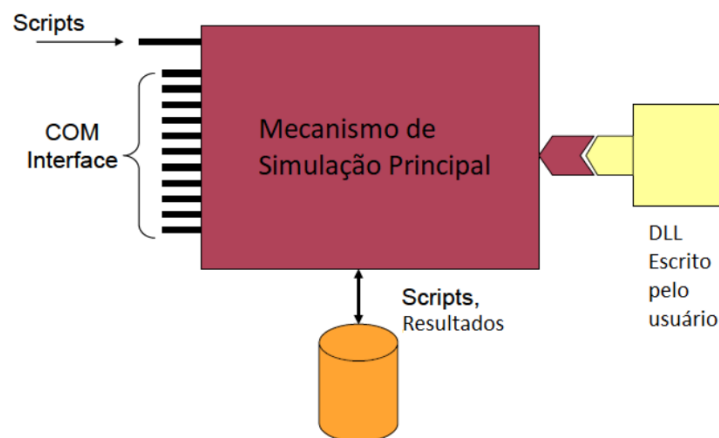
2.5.2 Estrutura do OpenDSS

O OpenDSS consiste de um *software* de código aberto que simula sistemas de distribuição. Ele suporta basicamente todas as análises normalmente feitas em

sistemas operando em regime permanente. O OpenDSS foi desenvolvido para ser indefinidamente expansível, com possibilidade de ser alterado para atender necessidades futuras (EPRI, 2009).

Com a utilização do OpenDSS, é possível criar modelos de redes, ou esses podem ser importados de outros programas mais familiares, como o MATLAB. No *software*, estão disponíveis exemplos de redes conhecidas que facilitaram o projeto.

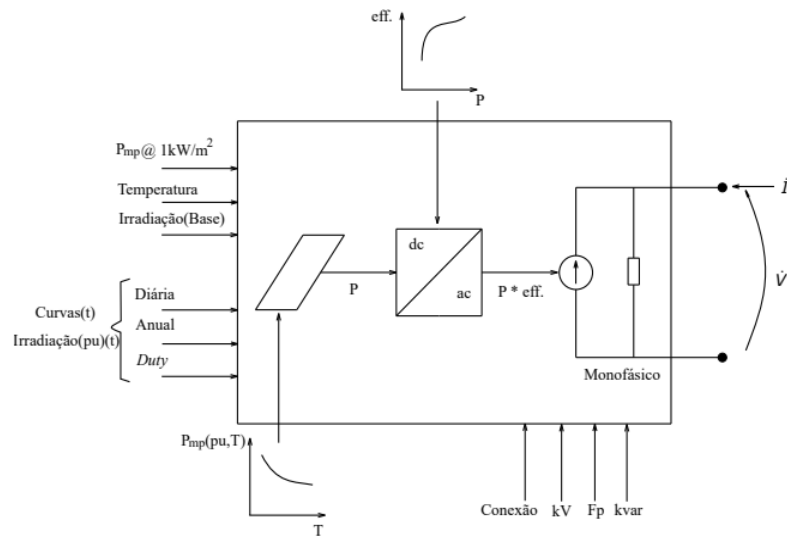
Figura 4 - Estrutura do OpenDSS



Fonte: EPRI (2009).

Entre as múltiplas utilizações do *software* estão análise e planejamento de redes de distribuição, análise de sistemas com Geração Distribuída, simulação de variação de cargas, entre outras. E, para isso, o OpenDSS apresenta modos de solução variados, como estudo de faltas (*Faultstudy*), fluxo de potência instantâneo ou anual ou diário (*Snapshot/ Yearly/ Daily Power Flow*, respectivamente) e o modo *Autoadd*, que escolhe automaticamente os locais de instalação de bancos de capacitores e de geradores de forma otimizada (JUNIOR, 2010).

Há um modelo no *software* para simulação de sistemas fotovoltaicos, o *PVSystem Element Model*, que junta um modelo de gerador e inversor fotovoltaico em um modelo de melhor análise para estudos de impactos desses sistemas em redes de distribuição. Na figura 5 está representado o referido modelo (JÚNIOR, 2016).

Figura 5 - Diagrama de blocos do *PVSystem Element Model*

Fonte: FREITAS (2015).

Inserindo a curva característica de potência e temperatura do módulo, o modelo do OpenDSS permite que o inversor encontre o ponto de máxima potência (MPPT) de forma objetiva, tornando simples a simulação e modelagem de sistemas fotovoltaicos (FREITAS, 2015).

A potência de saída é simulada em função das curvas de irradiância, temperatura e eficiência do inversor. Além de também ser função da tensão na rede e da potência nominal do painel, considerando o ponto de máxima potência (P_{mpp}), que é definida para uma temperatura que normalmente é de 25°C e para uma irradiância de $1,0 \text{ kW/m}^2$ (FREITAS, 2015).

Como no Brasil as microgerações não compensam reativos na rede, o fator de potência (FP) considerado é unitário, não tendo então potência reativa na geração do sistema fotovoltaico. Porém, no OpenDSS é possível inserir tal potência especificando um valor fixo de potência reativa ou por meio do fator de potência (JÚNIOR, 2016).

2.6 PRODIST MÓDULO 8

O acrônimo PRODIST vem de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional e são documentos, dispostos pela ANEEL, que

normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021).

O módulo 8 do PRODIST trata da qualidade da energia elétrica e tem por objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do produto e do serviço, relacionados à distribuição da energia elétrica. O enfoque deste trabalho será na qualidade do produto, mais especificamente em relação à conformidade de tensão em regime permanente (ANEEL, 2021).

Este módulo estabelece indicadores, limites (adequados, precários e críticos) e valores de referência usados para verificação da conformidade de tensão em regime permanente e também dos distúrbios na forma de onda de tensão.

Quando se observa a tensão em regime permanente, existem três faixas possíveis da tensão a se enquadrar: adequada, precária e crítica; os valores (em pu) e limites estão especificados nas tabelas 1 e 2, lembrando que são apresentadas apenas as tabelas cuja faixa de tensão atendem aos parâmetros deste trabalho.

Tabela 1 - Faixas aplicadas às tensões nominais superiores a 1kV e inferior a 69kV

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

Fonte: ANEEL, PRODIST (2021).

Tabela 2 - Faixas aplicadas às tensões nominais inferiores a 1 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

Fonte: ANEEL, PRODIST (2021).

Quando os valores de tensão ficam acima ou abaixo da faixa adequada de tensão em regime permanente, uma penalidade é observada, tendo alguns limites, e, portanto, há um cálculo de compensação que a distribuidora deverá repassar aos

consumidores. Na equação 1 é indicado como é feito este cálculo e são indicadas também suas variáveis.

$$Valor (R\$) = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) * k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) * k_2 \right] * EUSD \quad (1)$$

Sendo:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP_{limite}$;

$k_1 = 3$, se $DRP > DRP_{limite}$;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_{limite}$;

$k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se se $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, se se $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, se se $DRC > DRC_{limite}$;

DRP = valor da duração relativa da transgressão para tensão precária (relativo ao mês civil) expresso em %, apurado na última medição;

$DRP_{limite} = 3\%$;

DRC = valor da duração relativa da transgressão para tensão crítica (relativo ao mês civil) expresso em %, apurado na última medição;

$DRC_{limite} = 0,5\%$;

$EUSD$ = valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

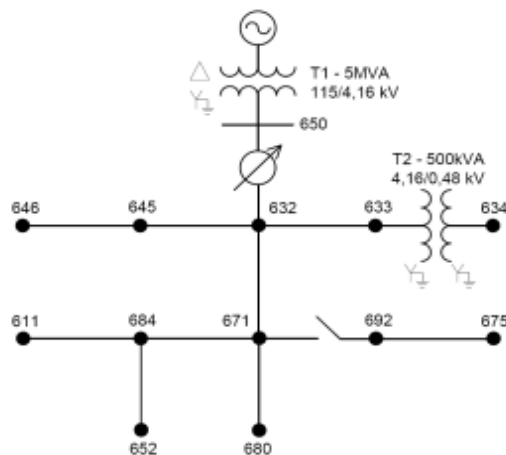
3 INSERÇÃO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 SISTEMA 13 BARRAS IEEE

O sistema selecionado para serem feitas as simulações foi o sistema de 13 barras disposto pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), pois esse sistema, apesar de reduzido, viabiliza bons testes e simulações para análise de redes de distribuição. Outro fator levado em consideração na hora da escolha foi o fato de o OpenDSS já disponibilizar algumas redes para teste, sendo uma delas o sistema 13 barras do IEEE (RIBEIRO, 2019).

Este sistema é constituído por dois transformadores trifásicos, bancos de capacitores *shunt*, linhas aéreas e subterrâneas desbalanceadas, sendo elas, monofásicas, bifásicas e trifásicas, cargas também desbalanceadas e um regulador de tensão na subestação. Como especificado na rede tem-se, na barra 650, o alimentador para todo o sistema de distribuição, que vem acompanhada de um regulador de tensão, que foi desativado nas simulações deste trabalho, visto que seu funcionamento poderia mascarar alguns resultados na variação de tensão das barras. O primeiro transformador altera a tensão da subestação de 115 kV para 4,16 kV, já o segundo transforma a tensão de 4,16 kV para 480 V, sendo a barra 634 a única barra alimentada por baixa tensão. A rede é composta majoritariamente por cargas residenciais, sendo apenas a barra 671, uma carga industrial (JÚNIOR, 2016).

Figura 6 - Sistema 13 barras IEEE



Fonte: RIANI.

3.2 CURVA DE CARGA

Segundo a ANEEL, curva de carga é o registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser, excepcionalmente para período semanal, mensal ou anual (ANEEL, 2021). Inúmeros fatores contribuem para a variação da curva de carga, como classe de consumo, residencial, comercial e industrial, uso de iluminação natural, jornada de trabalho, dentre outras (EPE, 2020). Desta forma, torna-se fundamental o planejamento de demandas futuras de consumo para a construção de estratégias a serem implementadas com objetivo de assegurar o fornecimento de energia adequado.

Nessa seção serão apresentadas as curvas de cargas utilizadas nas simulações, as Figuras 7 e 8 foram retiradas do Projeto de Graduação de Dannilo Peruch Alves Gama (2020), pois são curvas de cargas fidedignas aos consumos residenciais e industriais, uma vez que representam bem o formato médio desses tipos de carga. O gráfico é disposto em função da potência em pu *versus* tempo em hora, caracterizando o perfil de consumo diário. Nas Tabelas 3 e 4, estão os pontos escolhidos em pu para a formação de cada gráfico no OpenDSS.

Figura 7 - Curva de carga residencial



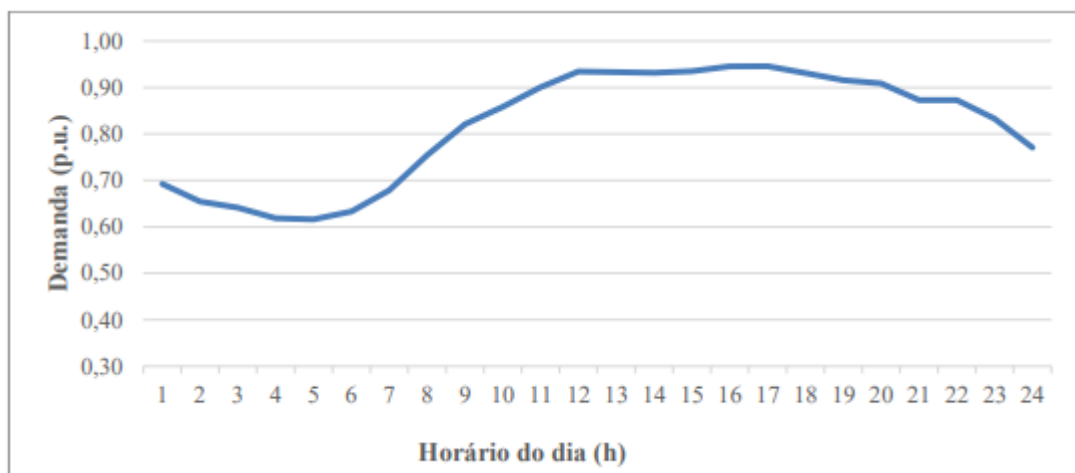
Fonte: GAMA (2020).

Tabela 3: Curva de carga residencial

Horas	Curva de carga (pu)
1	0,54
2	0,50
3	0,47
4	0,46
5	0,48
6	0,53
7	0,54
8	0,56
9	0,54
10	0,57
11	0,59
12	0,60
13	0,61
14	0,60
15	0,63
16	0,71
17	0,96
18	0,97
19	0,96
20	0,92
21	0,86
22	0,71
23	0,62
24	0,55

Fonte: Próprio autor.

Figura 8 - Curva de carga industrial



Fonte: GAMA (2020).

Tabela 4: Curva de carga industrial

Horas	Curva de carga (pu)
1	0,69
2	0,65
3	0,64
4	0,62
5	0,62
6	0,63
7	0,68
8	0,75
9	0,82
10	0,86
11	0,90
12	0,93
13	0,93
14	0,93
15	0,93
16	0,95
17	0,95
18	0,93
19	0,92
20	0,91
21	0,87
22	0,87
23	0,83
24	0,77

Fonte: Próprio autor.

Sabe-se que em uma rede de distribuição, uma barra atende mais de um consumidor, portanto foi necessária a divisão das cargas em unidades consumidoras. Para este projeto, foi considerado que um consumidor residencial consome em média 200 kWh/mês e um consumidor industrial, 500 kWh/mês. Com essas considerações, foi calculada a quantidade de unidades para cada barra, vide equação 2, com os resultados exibidos na Tabela 5. Os consumidores podem ser tanto monofásicos, bifásicos ou trifásicos, de acordo com a alimentação da barra.

$$N^{\circ} \text{ de unidades} = \frac{\sum_i^{24} FC * P}{E} \quad (2)$$

Onde:

FC = fator de carga (pu);

P = Potência da carga (kW);

E = Energia da carga (kWh).

Tabela 5 - Número de unidades consumidoras para cada barra do sistema

Barra	Potência (kW)	Classe	Energia (kWh)	Nº de unidades
634 a	160	Residencial	200	12
634 b	120	Residencial	200	9
634 c	120	Residencial	200	9
645	170	Residencial	200	13
646	230	Residencial	200	17
692	170	Residencial	200	13
675 a	485	Residencial	200	5
675 b	68	Residencial	200	5
675 c	290	Residencial	200	22
611	170	Residencial	200	13
652	128	Residencial	200	10
671	1.155	Industrial	500	44

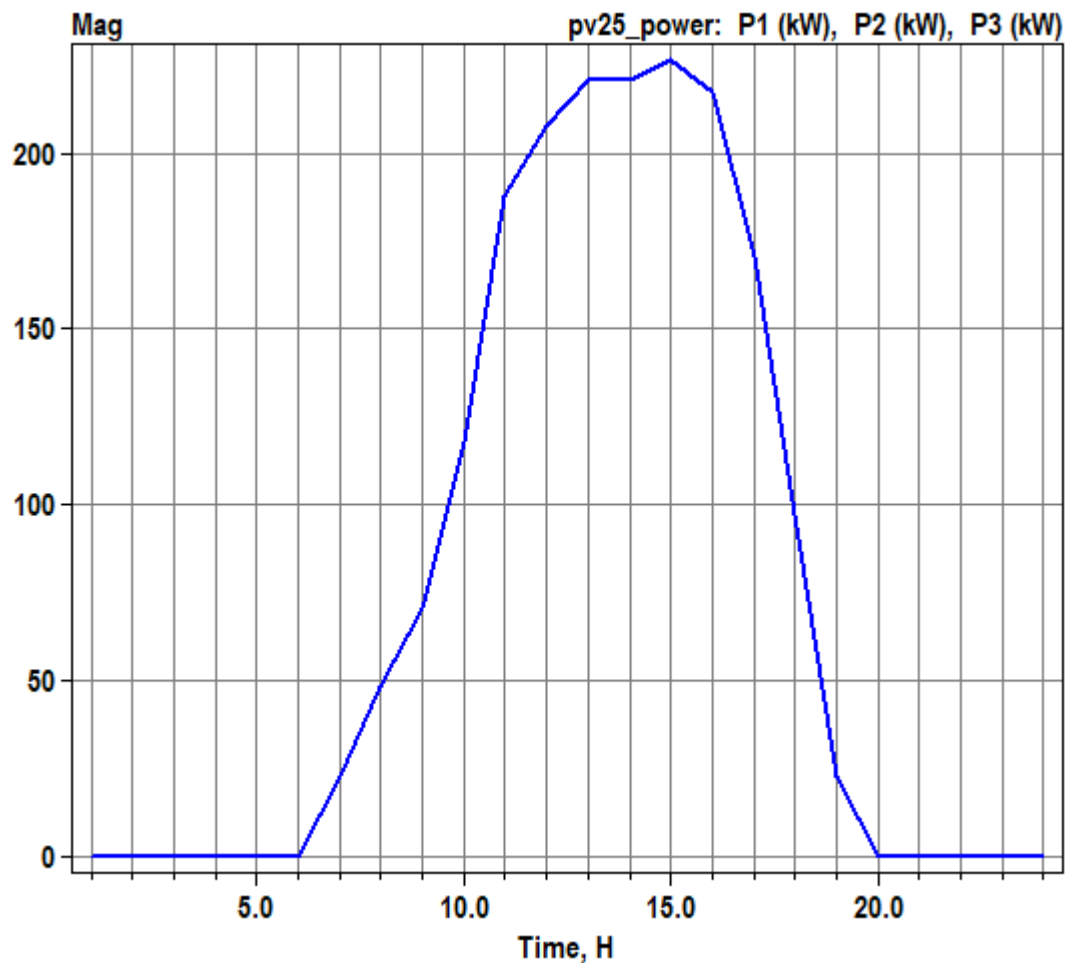
Fonte: Próprio autor.

3.3 SIMULAÇÃO NO OPENDSS

Inicialmente foi feita a validação da rede 13 barras IEEE apenas com a inserção dos *Loadshapes*, curvas de carga, conforme figuras 7 e 8, sem a introdução do sistema fotovoltaico. Então foram coletados os valores de tensão em cada carga e assim como as perdas diárias totais do sistema, através da função *Energy Meter*. Com essas coletas, verificou-se o nível de tensão em cada barra, tendo como conclusão que as barras 646, 671 e 675 já apresentavam pelo menos uma linha com tensão crítica, segundo o PRODIST. Essas transgressões então foram transformadas em valores monetários, da mesma maneira que foram calculados valores financeiros para as perdas. Note que essas penalidades não atrapalham a simulação como um todo, visto que a intenção do projeto é verificar o impacto das variações de tensão e não propor um sistema sem nenhuma transgressão. Na seção 4.1 deste trabalho, serão apresentados os resultados obtidos nesta primeira simulação.

A partir dessa simulação *default*, o intuito do projeto foi de criar dois cenários para as simulações. No primeiro cenário, imagina-se que uma concessionária de energia queira planejar a inserção de GDs, por meio de sistemas fotovoltaicos, ao longo de 5 anos, dividindo a potência total da rede e considerando que no quinto ano a potência fornecida pelos sistemas fotovoltaicos deveria atingir 125% da potência total inicial do sistema. Ou seja, seriam 5 inserções de GDs, cada uma com 820 kW de potência, totalizando 4.100 kW, para suprir o sistema que requer 3.266 kW, sendo seus 125%, 4.082,5 kW. Na Figura 9, a curva de potência do sistema fotovoltaico escolhido está representada.

Figura 9 – Curva de potência do *PVSystem*



Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 6, estão dispostas, na segunda coluna, as potências de cada barra e os valores acima mencionados, que guiaram a escolha da potência de cada SFV. Na segunda coluna da Tabela 6, estão as potências consideradas para o cenário 1 das simulações e para o primeiro ano do cenário 2. Já nas colunas subsequentes estão as potências das cargas para o segundo cenário, considerando o crescimento anual das mesmas, sendo 2% para a barra industrial 671 e 3% para as demais cargas, que são residenciais.

Tabela 6 - Potência da rede

Barra	Ano 1 (sem aumento de carga) (kW)	Ano 2 (kW)	Ano 3 (kW)	Ano 4 (kW)	Ano 5 (kW)
634 a	160,00	164,80	169,74	174,84	180,08
634 b	120,00	123,60	127,31	131,13	135,06
634 c	120,00	123,60	127,31	131,13	135,06
645	170,00	175,10	180,35	185,76	191,34
646	230,00	236,90	244,01	251,33	258,87
692	170,00	175,10	180,35	185,76	191,34
675 a	485,00	499,55	514,54	529,97	545,87
675 b	68,00	70,04	72,14	74,31	76,53
675 c	290,00	298,70	307,66	316,89	326,40
611	170,00	175,10	180,35	185,76	191,34
652	128,00	131,84	135,80	139,87	144,07
671	1.155,00	1.178,10	1.201,66	1.225,70	1.250,21
Total	3.266,00	3.352,43	3.441,22	3.532,44	3.626,16
125% do Total	4.082,50	-	-	-	-

Fonte: Próprio autor.

Neste primeiro cenário não foi considerado nenhum acréscimo de carga no decorrer destes 5 anos. Já no segundo cenário, as mesmas considerações iniciais foram feitas, porém agora considerando aumento anual nas cargas, sendo uma adição de 2% ao ano para cargas industriais e 3% ao ano para cargas residenciais (PODER360, 2021). A introdução das GDs foi feita seguindo os mesmos critérios do primeiro cenário, bem como os valores se mantiveram.

Portanto com os cenários definidos, para o primeiro cenário, foi feita a primeira inserção do *PVSystem*, modelo fotovoltaico do OpenDSS. A introdução das GDs foi feita uma a uma nas barras trifásicas da rede de distribuição, que são as barras 632,

671, 634, 675, 692, 650, 633 e 680. Seus valores de tensão e perdas foram recolhidos e então por meio do Excel, analisou-se graficamente as transgressões de tensão para cada carga, percebeu-se que foram verificadas apenas as tensões nas cargas, uma vez que o PRODIST regulamenta as tensões em prol do consumidor. Ao final da simulação para cada barra trifásica, no que seria o primeiro ano, foi calculado o valor monetário envolvido nas transgressões de tensão e nas perdas, para então fazer a escolha de qual barra seria sugerida como ótima para a alocação da primeira GD, de acordo com o valor monetário menor.

Com a barra de alocação ótima escolhida, foi realizado novamente o mesmo procedimento de inserção um a um do sistema fotovoltaico com o objetivo de se ter a segunda GD alocada, no segundo ano. Este mesmo procedimento foi repetido para o terceiro, quarto e quinto ano, para que então fosse possível ter um arranjo ótimo dos sistemas fotovoltaicos na rede. No capítulo 4 serão apresentados os resultados de tais simulações.

Com o cenário 1 encerrado, partiu-se para o segundo cenário, nos quais os mesmos procedimentos já citados foram realizados, com a única variação que a cada ano, a carga foi acrescida de 2% ou 3% de acordo com sua modalidade.

3.3.1 Variação das Tensões nas Barras

Para verificar as variações de tensão nas barras, foram feitas as simulações verificando os gráficos de tensão em cada carga e através do *software* Excel, as tensões foram transformadas em pu, para melhor comparação com os valores do PRODIST. Observou-se então quanto as tensões ultrapassavam o limite permitido e, por meio da equação 1, foi realizado o cálculo das transgressões de forma monetária.

3.3.2 Perdas

Pela função *Energy Meter* do OpenDSS, foi possível verificar as perdas para cada simulação, sendo apenas necessário o cálculo das perdas de forma monetária, considerando a tarifa da EDP Espírito Santo, do mês de julho de 2021.

As perdas são calculadas para o mês civil, e como o valor obtido pelo OpenDSS é diário, multiplica-se o valor por 30, vide equação 3.

$$Perdas (R\$) = Perdas (kWh) * 30 * EUSD (3)$$

4 RESULTADOS

4.1 REDE SEM INSERÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

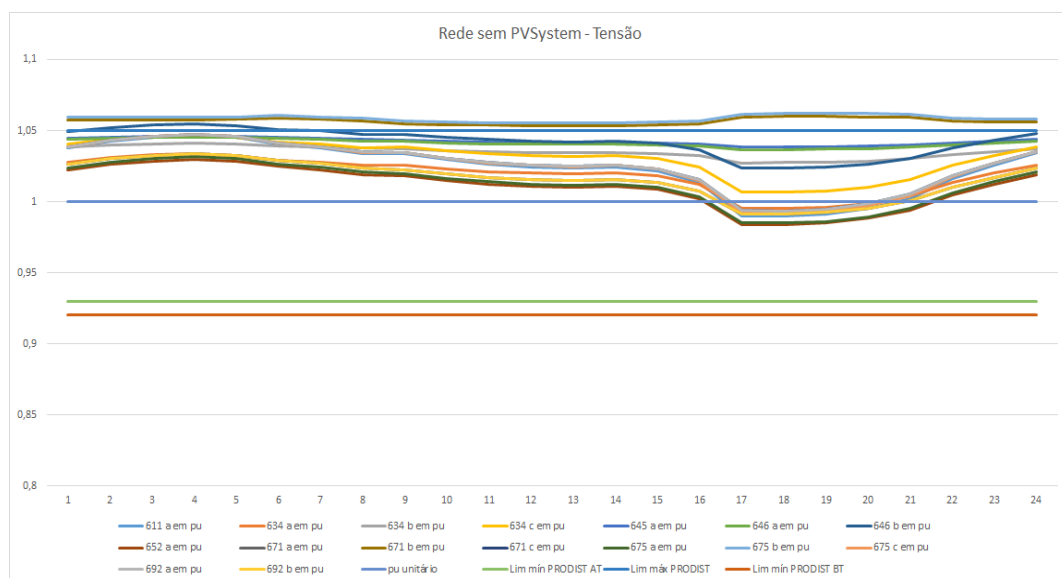
Para primeira análise, simulou-se o sistema sem adição de nenhum sistema fotovoltaico, a fim de verificar seus níveis de tensão e suas perdas. As tensões são averiguadas na Figura 10 e suas transgressões foram transformadas em valores monetários por meio da fórmula fornecida pelo PRODIST. As transgressões de tensão totalizaram R\$642,30 ao mês. Já as perdas, que foram de 1.153 kWh por dia, atingiram o valor de R\$2.782,07 para um mês, somando um total de R\$3.424,38, vide Tabela 7. Na Figura 10, é possível observar os perfis de tensão de cada barra, assim como suas transgressões de tensão para o nível crítico, segundo a PRODIST.

Tabela 7 - Valores de transgressões e perdas do sistema sem a inserção de SFV

Sem PVSystem	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.782,07
Total	R\$ 3.424,38

Fonte: Próprio autor.

Figura 10 - Perfil das tensões do sistema sem a inserção de SFV



Fonte: Próprio autor.

4.2 INSERÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO SEM ACRÉSCIMO DE CARGA

4.2.1 25% da Inserção

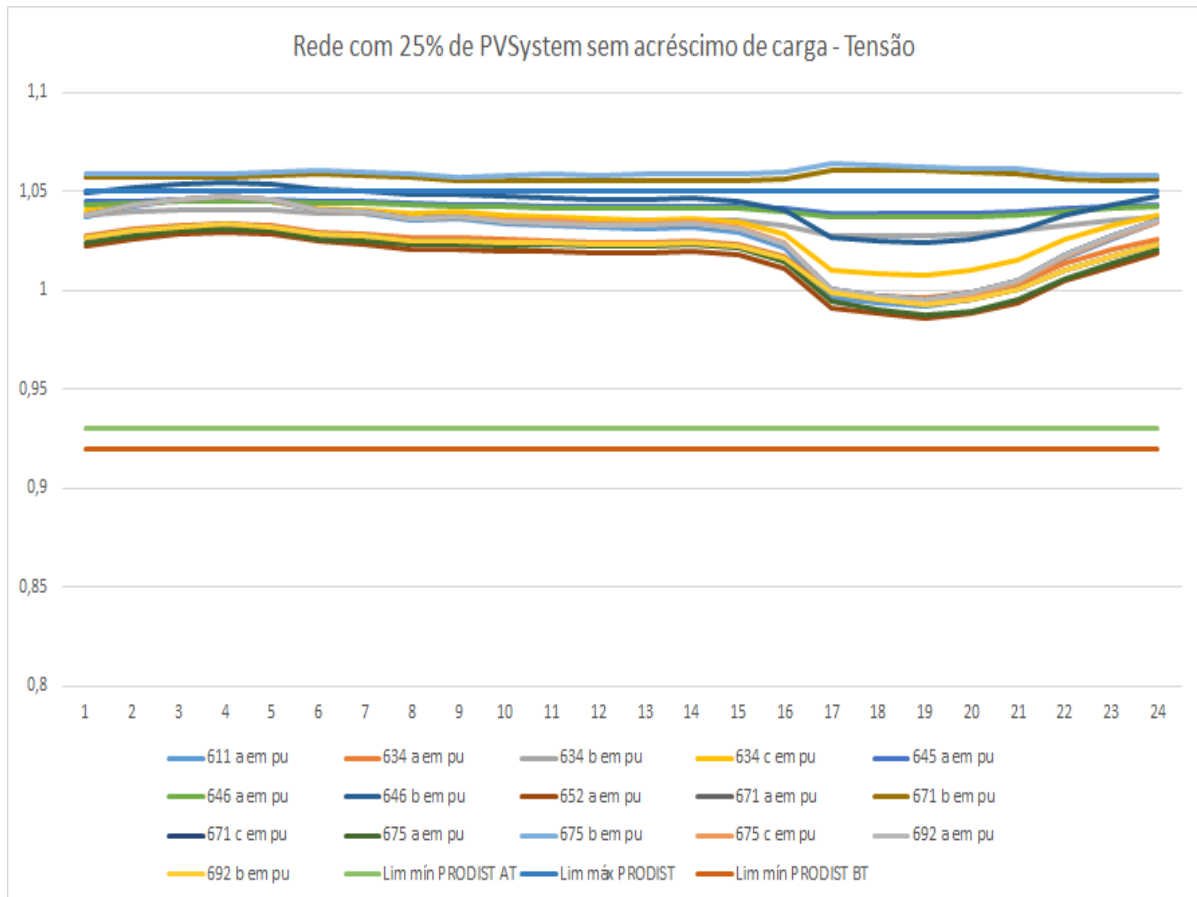
Com a rede simulada e validada, foram realizadas 8 (oito) simulações para cada cenário, para que, de forma exaustiva, chegasse a ótima alocação do SFV. Averiguando cada instalação de GD e transformando as transgressões de tensão e perdas em valor monetário, chegou-se à conclusão que a melhor localização para o primeiro sistema fotovoltaico seria a barra 675, pois o seu valor é o mais baixo dentre todas as simulações. Com 986 kWh de perdas, totalizando R\$2.379,12/mês e R\$642,30/mês relativos a transgressão de tensão, somando R\$3.021,42, como mostra a Tabela 8. Já na Figura 11, as tensões, bem como suas transgressões são exibidas.

Tabela 8 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 25% de inserção de SFV sem aumento de carga

25% de PVSystem - barra 632		25% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 642,30	Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.584,22	Perdas	R\$ 2.584,22
Total	R\$ 3.226,52	Total	R\$ 3.226,52
25% de PVSystem - barra 634		25% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 791,05	Transgressão de tensão	R\$ 633,76
Perdas	R\$ 2.584,22	Perdas	R\$ 2.815,85
Total	R\$ 3.375,26	Total	R\$ 3.449,61
25% de PVSystem - barra 671		25% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 642,30	Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.403,25	Perdas	R\$ 2.379,12
Total	R\$ 3.045,55	Total	R\$ 3.021,42
25% de PVSystem - barra 680		25% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 642,30	Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.417,73	Perdas	R\$ 2.403,25
Total	R\$ 3.060,03	Total	R\$ 3.045,55

Fonte: Próprio autor.

Figura 11 - Perfil das tensões do sistema para 25% de inserção de SFV sem aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

4.2.2 50% da Inserção

Com o primeiro sistema fotovoltaico já instalado na barra 675, fez-se a segunda simulação, repetindo os mesmos procedimentos. Tendo como resultado a barra 671 como escolhida para alocar a segunda GD. Note que a barra 671 e 692 apresentaram o mesmo valor, então houve uma escolha pelo simples critério da barra 671 ser uma carga.

Os valores para a barra foram de R\$659,39/mês referentes a transgressões de tensão e para 884 kWh, foram R\$2.118,53/mês, totalizando R\$2.777,92, como considerado na Tabela 9. A Figura 12 é uma representação das tensões nas barras, em que há carga, sendo possível observar suas transgressões.

Tabela 9 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 50% de inserção de SFV sem aumento de carga

50% de PVSystem - barra 632		50% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 642,30	Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.239,17	Perdas	R\$ 2.239,17
Total	R\$ 2.881,47	Total	R\$ 2.881,47

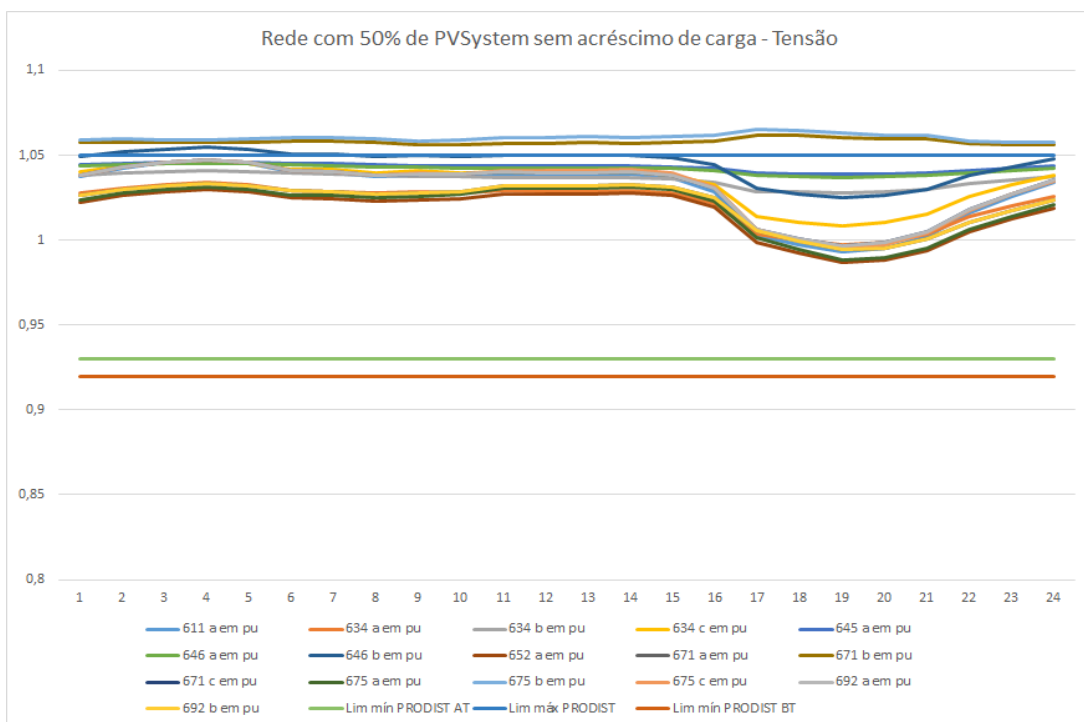
50% de PVSystem - barra 634		50% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 791,05	Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.239,17	Perdas	R\$ 2.415,31
Total	R\$ 3.030,22	Total	R\$ 3.057,61

50% de PVSystem - barra 671		50% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.118,53	Perdas	R\$ 2.133,00
Total	R\$ 2.777,92	Total	R\$ 2.792,40

50% de PVSystem - barra 680		50% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.133,00	Perdas	R\$ 2.118,53
Total	R\$ 2.792,40	Total	R\$ 2.777,92

Fonte: Próprio autor.

Figura 12 - Perfil das tensões do sistema para 50% de inserção de SFV sem aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

4.2.3 75% da Inserção

Com as barras 675 e 671 já definidas, adicionou-se mais uma GD de 820 kW. E a posição mais adequada foi novamente a barra 671, pois apresentou maior vantagem econômica em relação às demais, junto com a barra 692, porém o mesmo critério usado anteriormente foi usado.

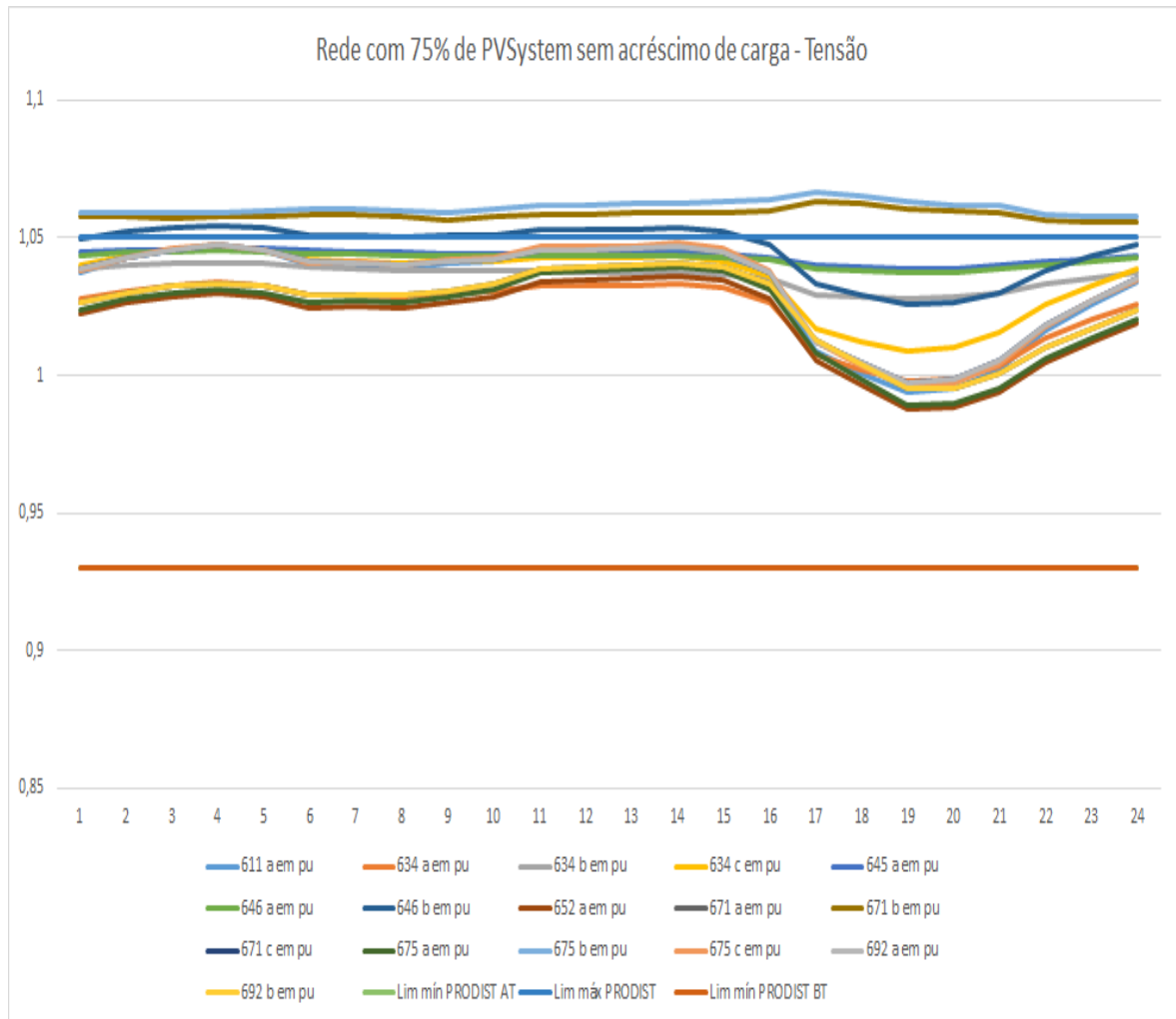
Agora, as transgressões de tensão foram de R\$710,67 e as perdas, de 817 kWh, renderam um valor de R\$1.971,34, como nota-se na Tabela 10. Os perfis de tensão das barras são representados na Figura 13.

Tabela 10 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 75% de inserção de SFV sem aumento de carga

75% de PVSystem - barra 632		75% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 702,12	Transgressão de tensão	R\$ 702,12
Perdas	R\$ 2.034,07	Perdas	R\$ 2.034,07
Total	R\$ 2.736,20	Total	R\$ 2.736,20
75% de PVSystem - barra 634		75% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 909,04	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.034,07	Perdas	R\$ 2.152,31
Total	R\$ 2.943,11	Total	R\$ 2.811,70
75% de PVSystem - barra 671		75% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 710,67	Transgressão de tensão	R\$ 710,67
Perdas	R\$ 1.971,34	Perdas	R\$ 1.983,40
Total	R\$ 2.682,01	Total	R\$ 2.694,07
75% de PVSystem - barra 680		75% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 710,67	Transgressão de tensão	R\$ 710,67
Perdas	R\$ 1.983,40	Perdas	R\$ 1.971,34
Total	R\$ 2.694,07	Total	R\$ 2.682,01

Fonte: Próprio autor.

Figura 13 - Perfil das tensões do sistema para 75% de inserção de SFV sem aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

4.2.4 100% da Inserção

Com os sistemas fotovoltaicos alocados nas barras 675 e 671, seguiu-se para mais uma simulação. O resultado para 100% da potência foi a escolha da barra 632 como melhor local para abrigar a GD, mais uma vez houve valores iguais para duas barras e o mesmo critério já mencionado foi utilizado. Com 804 kWh de perdas que, financeiramente, representam R\$1.939,97 e R\$741,29 para as transgressões de tensão, como mostra a Tabela 11. As tensões e suas transgressões estão ilustradas na Figura 14.

Tabela 11 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 100% de inserção de SFV sem aumento de carga

100% de PVSystem - barra 632		100% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 741,29	Transgressão de tensão	R\$ 741,29
Perdas	R\$ 1.939,97	Perdas	R\$ 1.939,97
Total	R\$ 2.681,26	Total	R\$ 2.681,26

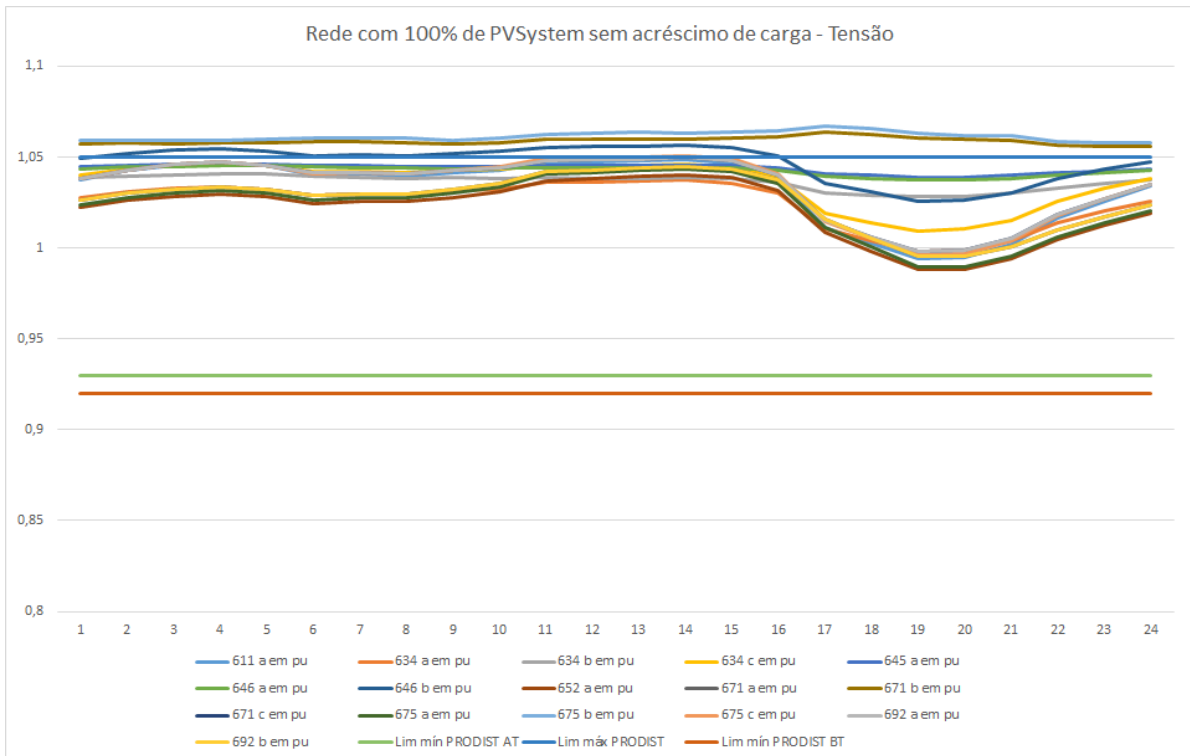
100% de PVSystem - barra 634		100% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 1.044,34	Transgressão de tensão	R\$ 710,67
Perdas	R\$ 1.939,97	Perdas	R\$ 2.005,12
Total	R\$ 2.984,31	Total	R\$ 2.715,79

100% de PVSystem - barra 671		100% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692	Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692
Transgressão de tensão	R\$ 930,66	Transgressão de tensão	R\$ 930,66
Perdas	R\$ 1.932,73	Perdas	R\$ 1.944,80
Total	R\$ 2.863,39	Total	R\$ 2.875,46

100% de PVSystem - barra 680		100% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692	Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692
Transgressão de tensão	R\$ 930,66	Transgressão de tensão	R\$ 930,66
Perdas	R\$ 1.944,80	Perdas	R\$ 1.932,73
Total	R\$ 2.875,46	Total	R\$ 2.863,39

Fonte: Próprio autor.

Figura 14 - Perfil das tensões do sistema para 100% de inserção de SFV sem aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

4.2.5 125% da Inserção

Com as GDs já alocadas nas barras 675, 671 e 632, fez-se a última simulação para o cenário sem acréscimo de carga. Para os 125% de potência, a barra selecionada foi a barra 650, logo no início da rede de distribuição. Com um total de R\$2.717,45, sendo R\$741,29 de transgressão de tensão e R\$1.976,17, referentes a 819 kWh de perda, vide Tabela 12. Já as transgressões podem ser observadas na Figura 15. Com isso, obteve-se o melhor arranjo dos sistemas fotovoltaicos, no modelo proposto, que foi o de busca exaustiva.

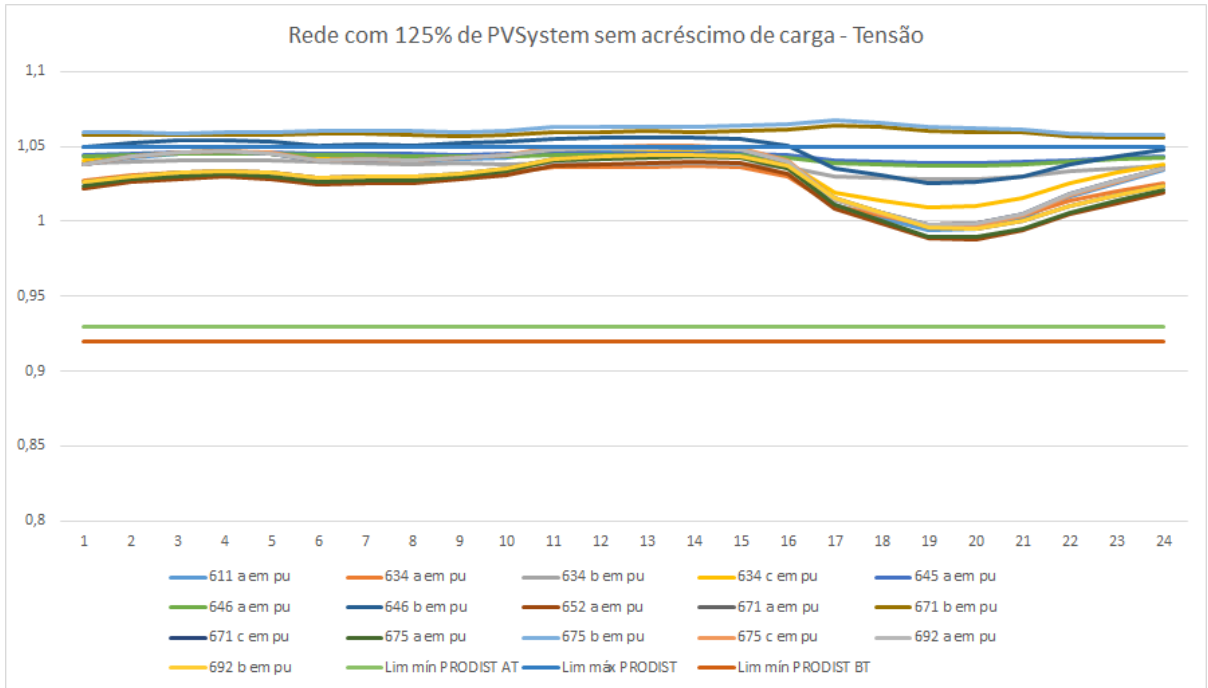
Portanto alocou-se uma única GD nas barras 675, 632 e 650, e dois sistemas fotovoltaicos na barra 671, como é exposto na Figura 16.

Tabela 12 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 125% de inserção de SFV sem aumento de carga

125% de PVSystem - barra 632		125% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692	Barras transgressões de tensão	611, 634, 646, 671, 675, 692
Transgressão de tensão	R\$ 930,66	Transgressão de tensão	R\$ 963,68
Perdas	R\$ 1.964,10	Perdas	R\$ 1.964,10
Total	R\$ 2.894,76	Total	R\$ 2.927,78
125% de PVSystem - barra 634		125% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	611, 634, 646, 671, 675, 692	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 1.255,76	Transgressão de tensão	R\$ 741,29
Perdas	R\$ 1.964,10	Perdas	R\$ 1.976,17
Total	R\$ 3.219,87	Total	R\$ 2.717,45
125% de PVSystem - barra 671		125% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692	Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692
Transgressão de tensão	R\$ 1.137,08	Transgressão de tensão	R\$ 1.137,08
Perdas	R\$ 1.954,45	Perdas	R\$ 1.968,93
Total	R\$ 3.091,53	Total	R\$ 3.106,00
125% de PVSystem - barra 680		125% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692	Barras transgressões de tensão	611, 646, 671, 675, 692
Transgressão de tensão	R\$ 1.118,98	Transgressão de tensão	R\$ 1.118,98
Perdas	R\$ 1.968,93	Perdas	R\$ 1.954,45
Total	R\$ 3.087,91	Total	R\$ 3.073,43

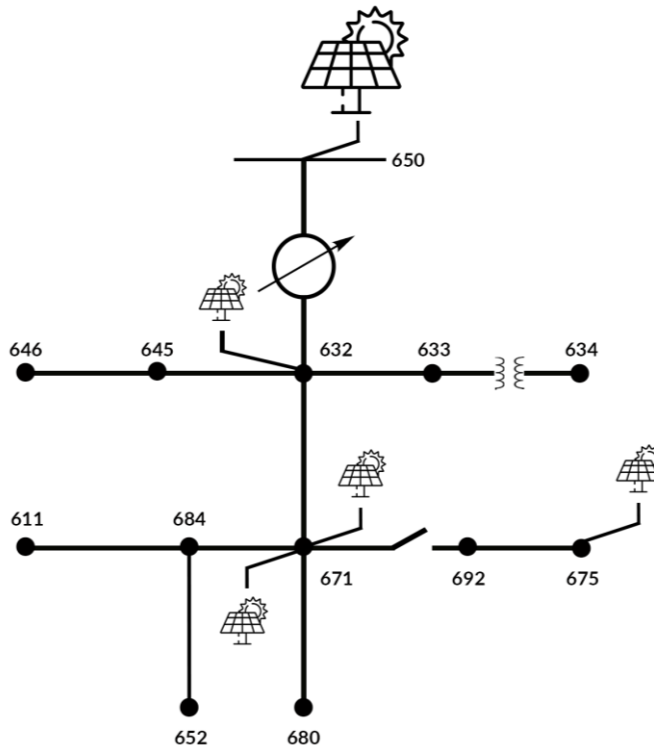
Fonte: Próprio autor.

Figura 15 - Perfil das tensões do sistema para 125% de inserção de SFV sem aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

Figura 16 - Sistema com as inserções de SFV no cenário 1



Fonte: Próprio autor.

4.3 INSERÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ACRÉSCIMO DE CARGA

4.3.1 25% da Inserção

Para a primeira simulação no cenário em que se aumenta a carga gradualmente a cada simulação, o resultado foi o mesmo da primeira simulação do cenário sem aumento de carga, uma vez que, para a adição de 25% de potência com GD, foi considerado o mesmo valor de carga, sem fazer nenhum acréscimo inicialmente. Portanto, a barra escolhida foi a 675, com 986 kWh de perdas, totalizando R\$2.379,12/mês e R\$642,30/mês relativos a transgressão de tensão, que soma R\$3.021,42, como expõe a Tabela 13.

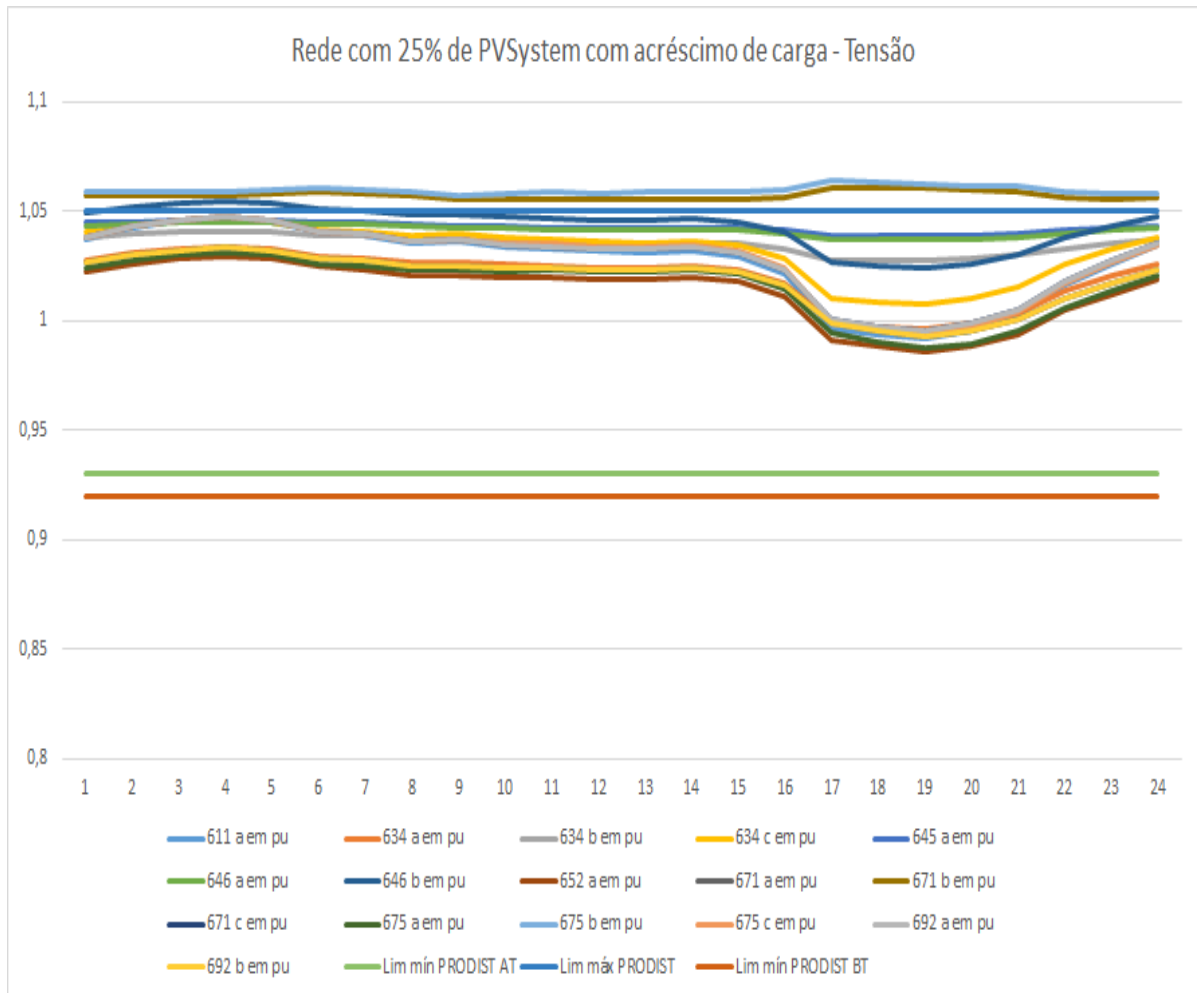
A Figura 17 mostra os perfis das tensões nas barras.

Tabela 13 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 25% de inserção de SFV com aumento de carga

25% de PVSystem - barra 632		25% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 642,30	Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.584,22	Perdas	R\$ 2.584,22
Total	R\$ 3.226,52	Total	R\$ 3.226,52
25% de PVSystem - barra 634		25% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 791,05	Transgressão de tensão	R\$ 633,76
Perdas	R\$ 2.584,22	Perdas	R\$ 2.815,85
Total	R\$ 3.375,26	Total	R\$ 3.449,61
25% de PVSystem - barra 671		25% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 642,30	Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.403,25	Perdas	R\$ 2.379,12
Total	R\$ 3.045,55	Total	R\$ 3.021,42
25% de PVSystem - barra 680		25% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 642,30	Transgressão de tensão	R\$ 642,30
Perdas	R\$ 2.417,73	Perdas	R\$ 2.403,25
Total	R\$ 3.060,03	Total	R\$ 3.045,55

Fonte: Próprio autor.

Figura 17 - Perfil das tensões do sistema para 25% de inserção de SFV com aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

4.3.2 50% da Inserção

Para a segunda simulação, a barra escolhida foi a mesma da simulação de 50% de potência sem acréscimo de carga, a barra 671, também levando em conta o critério já utilizado, uma vez que a barra 671 e 692 empataram nos parâmetros analisados. Porém, como visto na Tabela 14, agora tem-se R\$625,21 de transgressão de tensão e R\$2.256,06, provenientes de 935 kWh de perdas.

Observe que o valor de transgressão de tensão diminuiu, indicando que houve menos penalidades neste quesito, porém as perdas aumentaram com o aumento de carga. As tensões podem ser observadas na Figura 18.

Tabela 14 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 50% de inserção de SFV com aumento de carga

50% de PVSystem - barra 632		50% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 625,21	Transgressão de tensão	R\$ 625,21
Perdas	R\$ 2.383,95	Perdas	R\$ 2.383,95
Total	R\$ 3.009,16	Total	R\$ 3.009,16

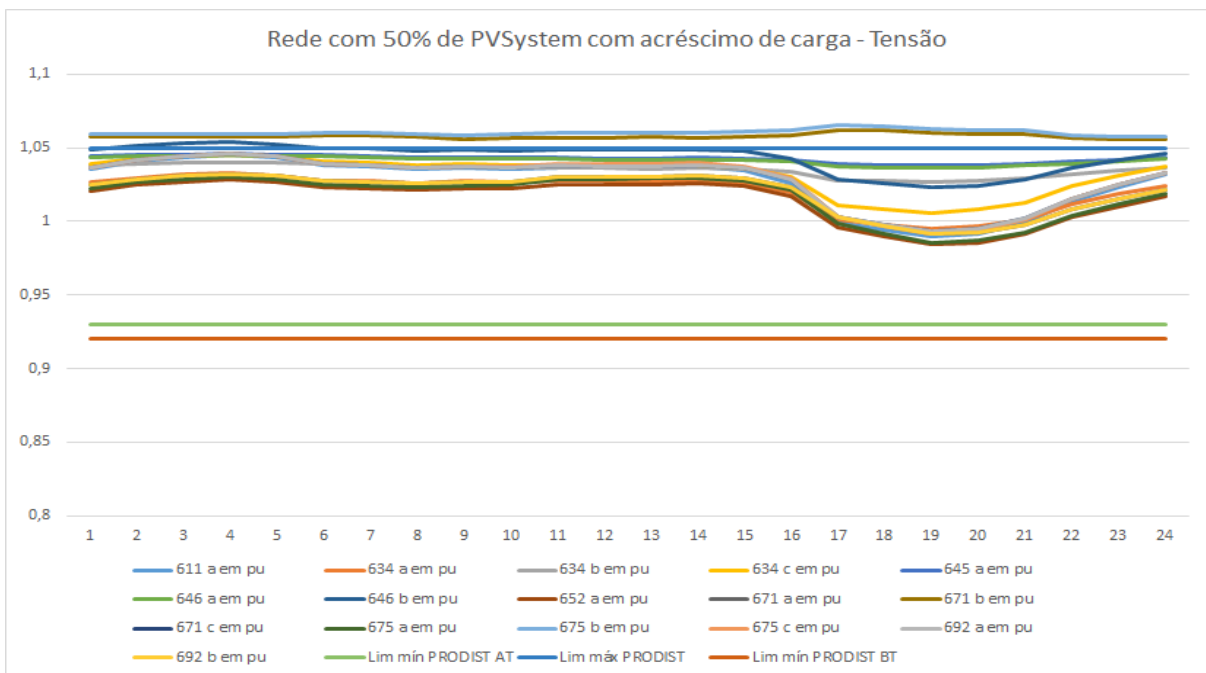
50% de PVSystem - barra 634		50% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 773,96	Transgressão de tensão	R\$ 625,21
Perdas	R\$ 2.379,12	Perdas	R\$ 2.564,91
Total	R\$ 3.153,08	Total	R\$ 3.190,12

50% de PVSystem - barra 671		50% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 625,21	Transgressão de tensão	R\$ 625,21
Perdas	R\$ 2.256,06	Perdas	R\$ 2.268,13
Total	R\$ 2.881,27	Total	R\$ 2.893,34

50% de PVSystem - barra 680		50% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 625,21	Transgressão de tensão	R\$ 625,21
Perdas	R\$ 2.270,54	Perdas	R\$ 2.256,06
Total	R\$ 2.895,75	Total	R\$ 2.881,27

Fonte: Próprio autor.

Figura 18 - Perfil das tensões do sistema para 50% de inserção de SFV com aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

4.3.3 75% da Inserção

Para a terceira simulação deste cenário, obtivemos barras 671 e 692 novamente como as mais vantajosas financeiramente, porém a escolhida foi a barra 671, pelo critério de ser uma carga e ter consumidores conectados a ela. Seus valores foram R\$2.229,52 para 924 kWh de perdas e R\$659,39 para as transgressões de tensão, vide Tabela 15.

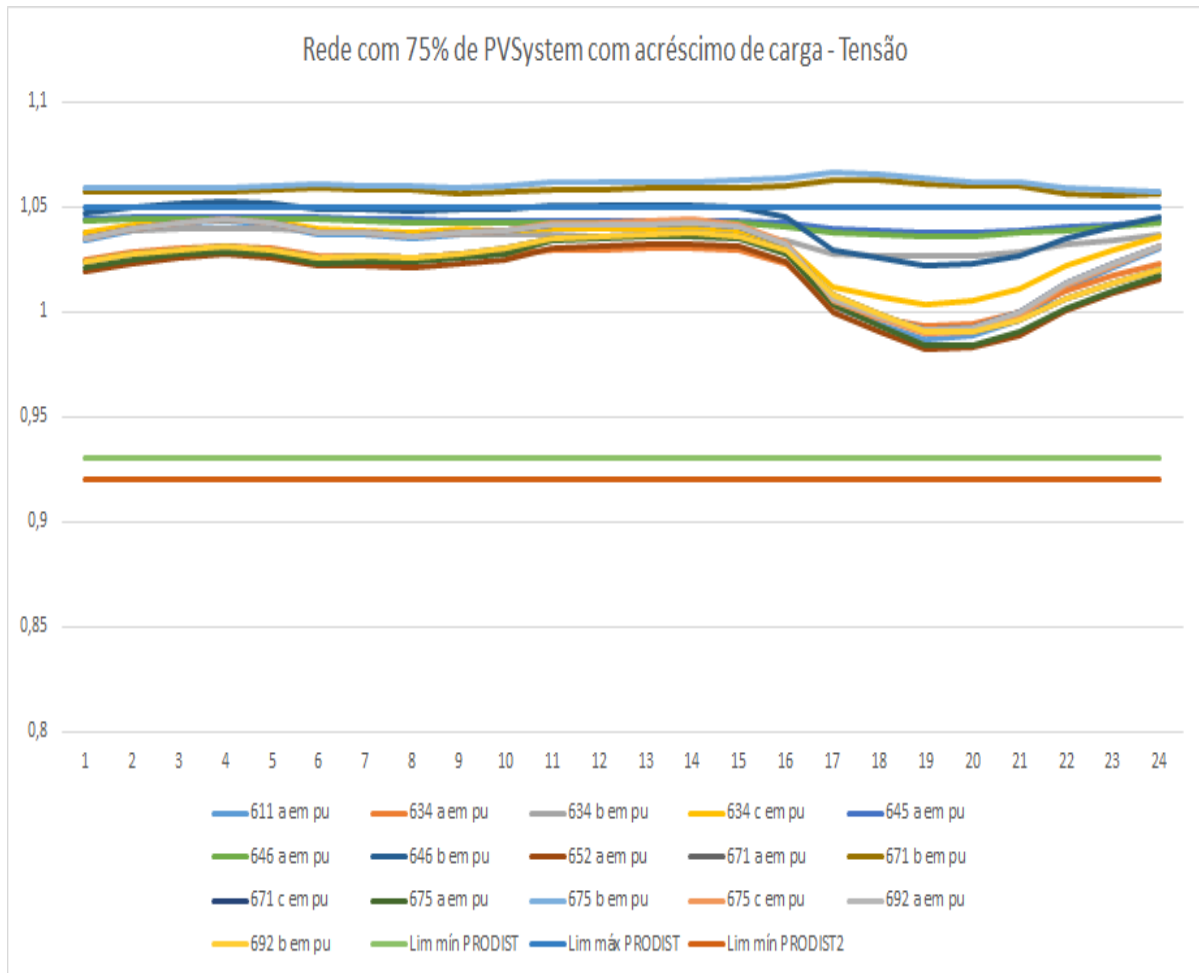
A Figura 19 expõe os perfis de tensão para cada barra.

Tabela 15 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 75% de inserção de SFV com aumento de carga

75% de PVSystem - barra 632		75% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.306,73	Perdas	R\$ 2.304,32
Total	R\$ 2.966,13	Total	R\$ 2.963,71
75% de PVSystem - barra 634		75% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 808,14	Transgressão de tensão	R\$ 625,21
Perdas	R\$ 2.294,67	Perdas	R\$ 2.439,44
Total	R\$ 3.102,81	Total	R\$ 3.064,65
75% de PVSystem - barra 671		75% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.229,52	Perdas	R\$ 2.241,58
Total	R\$ 2.888,91	Total	R\$ 2.900,98
75% de PVSystem - barra 680		75% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.244,00	Perdas	R\$ 2.229,52
Total	R\$ 2.903,39	Total	R\$ 2.888,91

Fonte: Próprio autor.

Figura 19 - Perfil das tensões do sistema para 75% de inserção de SFV com aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

4.3.4 100% da Inserção

Até então, as barras, onde foram alocadas as GDs, coincidiram de serem as mesmas do cenário 1. Porém, agora a barra com melhor aproveitamento foi diferente, as barras selecionadas foram novamente a 671 e a 692, sendo a 671 a escolhida. Ela apresentou um valor de R\$2.301,91, referentes a 954 kWh de perdas, e R\$659,39 de transgressão de tensão, como mostra a Tabela 16.

Já a Figura 20 mostra as transgressões de tensão do sistema.

Tabela 16 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 100% de inserção de SFV com aumento de carga

100% de PVSystem - barra 632		100% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.326,04	Perdas	R\$ 2.323,62
Total	R\$ 2.985,43	Total	R\$ 2.983,02

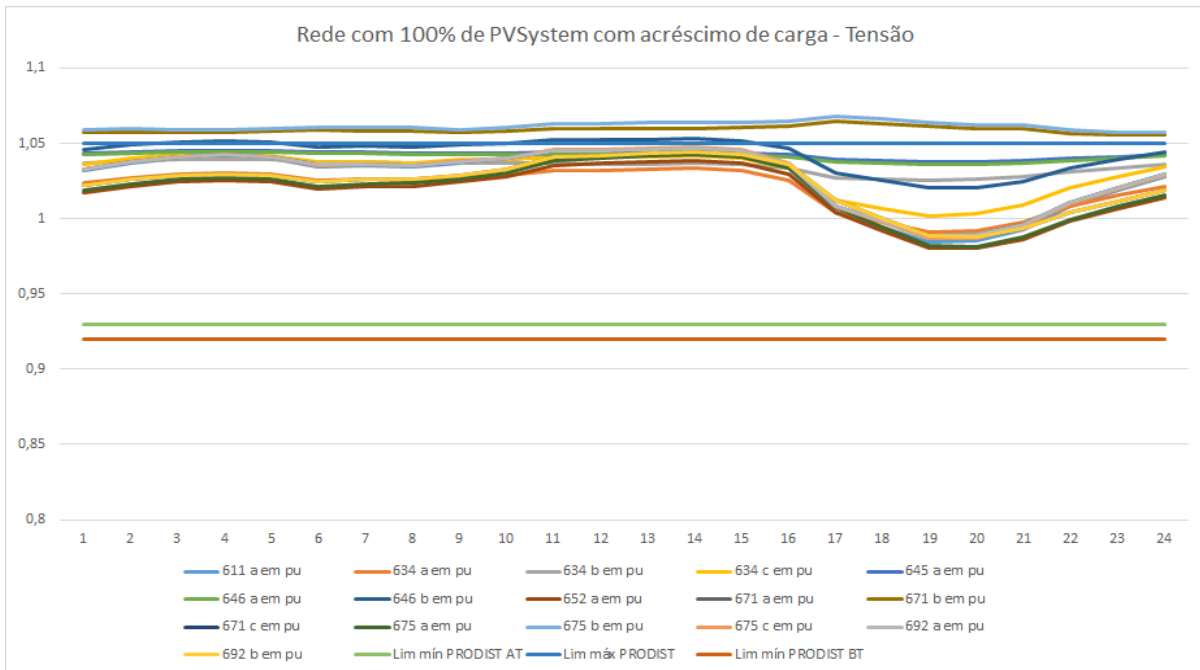
100% de PVSystem - barra 634		100% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 808,14	Transgressão de tensão	R\$ 616,66
Perdas	R\$ 2.309,15	Perdas	R\$ 2.410,49
Total	R\$ 3.117,28	Total	R\$ 3.027,15

100% de PVSystem - barra 671		100% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.301,91	Perdas	R\$ 2.311,56
Total	R\$ 2.961,30	Total	R\$ 2.970,95

100% de PVSystem - barra 680		100% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.313,97	Perdas	R\$ 2.301,91
Total	R\$ 2.973,36	Total	R\$ 2.961,30

Fonte: Próprio autor.

Figura 20 - Perfil das tensões do sistema para 100% de inserção de SFV com aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

4.3.5 125% da Inserção

Na última simulação, considerando que as barras 675 e 671 já estavam com seus sistemas fotovoltaicos instalados, a última GD foi alocada na barra 633, por ser a mais favorável monetariamente. Na Figura 21, as tensões para a barra escolhida estão representadas. Esta última barra apresentou um valor de R\$659,39 de transgressão de tensão e, para 1.010 kWh de perda, R\$2.437,03, como pode ser visto na Tabela 17.

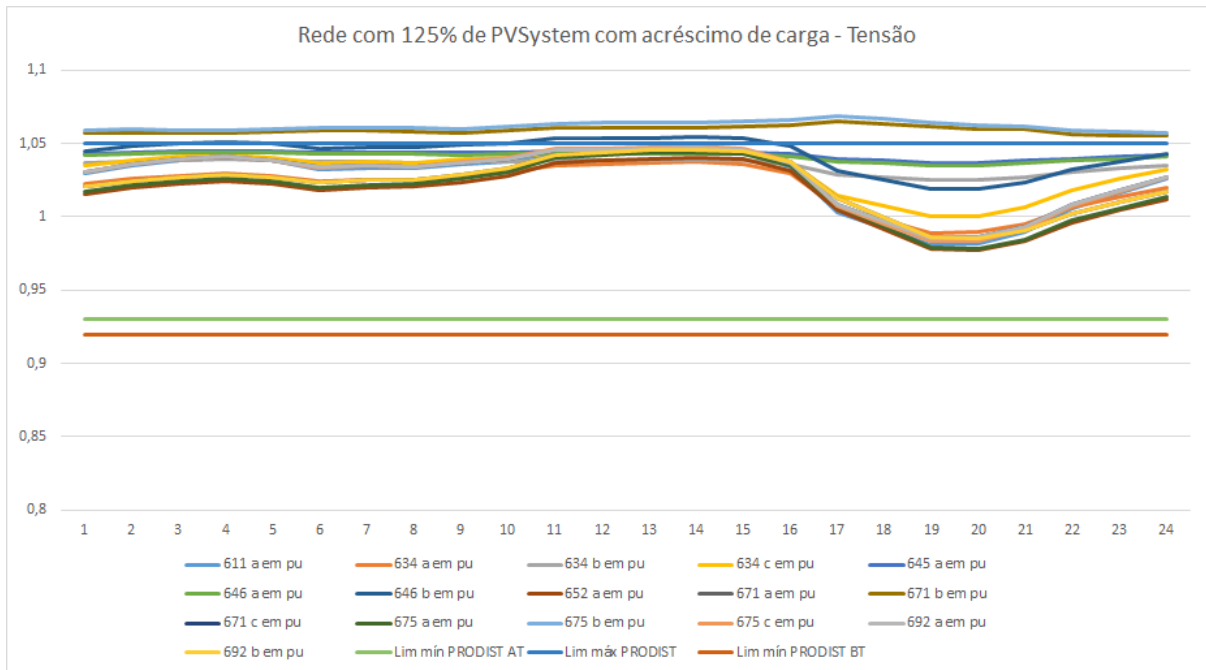
Portanto, o arranjo final deste cenário foi três GDs na barra 671, uma na 675 e uma na 633, como está exposto no diagrama da Figura 22.

Tabela 17 - Valores de transgressões e perdas do sistema para 125% de inserção de SFV com aumento de carga

125% de PVSystem - barra 632		125% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 659,39	Transgressão de tensão	R\$ 659,39
Perdas	R\$ 2.439,44	Perdas	R\$ 2.437,03
Total	R\$ 3.098,84	Total	R\$ 3.096,42
125% de PVSystem - barra 634		125% de PVSystem - barra 650	
Barras transgressões de tensão	634, 646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 868,70	Transgressão de tensão	R\$ 650,85
Perdas	R\$ 2.417,73	Perdas	R\$ 2.478,05
Total	R\$ 3.286,43	Total	R\$ 3.128,90
125% de PVSystem - barra 671		125% de PVSystem - barra 675	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675, 692	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 782,32	Transgressão de tensão	R\$ 721,61
Perdas	R\$ 2.463,57	Perdas	R\$ 2.473,22
Total	R\$ 3.245,89	Total	R\$ 3.194,83
125% de PVSystem - barra 680		125% de PVSystem - barra 692	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675	Barras transgressões de tensão	646, 671, 675, 692
Transgressão de tensão	R\$ 681,47	Transgressão de tensão	R\$ 710,01
Perdas	R\$ 2.478,05	Perdas	R\$ 2.463,57
Total	R\$ 3.159,52	Total	R\$ 3.173,58

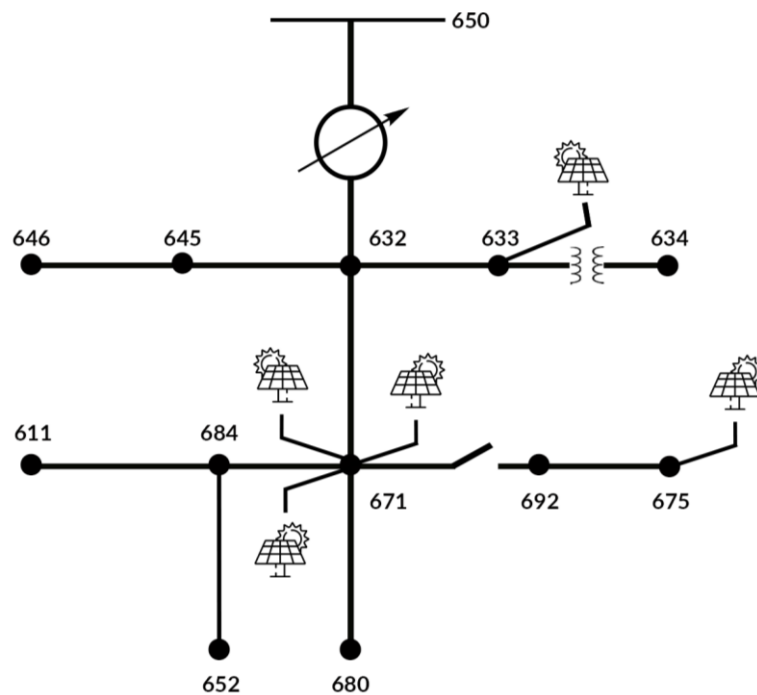
Fonte: Próprio autor.

Figura 21 - Perfil das tensões do sistema para 125% de inserção de SFV com aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

Figura 22 - Sistema com as inserções de SFV no cenário 2



Fonte: Próprio autor.

4.4 COMPARAÇÃO ENTRE RESULTADOS

Ao final das duas simulações e com a obtenção dos resultados, pensou-se em uma última análise, para facilitar a comparação dos dados encontrados. Esta última simulação foi realizada com o objetivo de ver os impactos do planejamento da rede no plano de inserção dos sistemas fotovoltaicos no sistema. Com os 5 pontos escolhidos para alocação da GD no cenário 1, o último teste foi feito considerando o crescimento da potência da rede, para entender como o planejamento adequado do sistema é imprescindível.

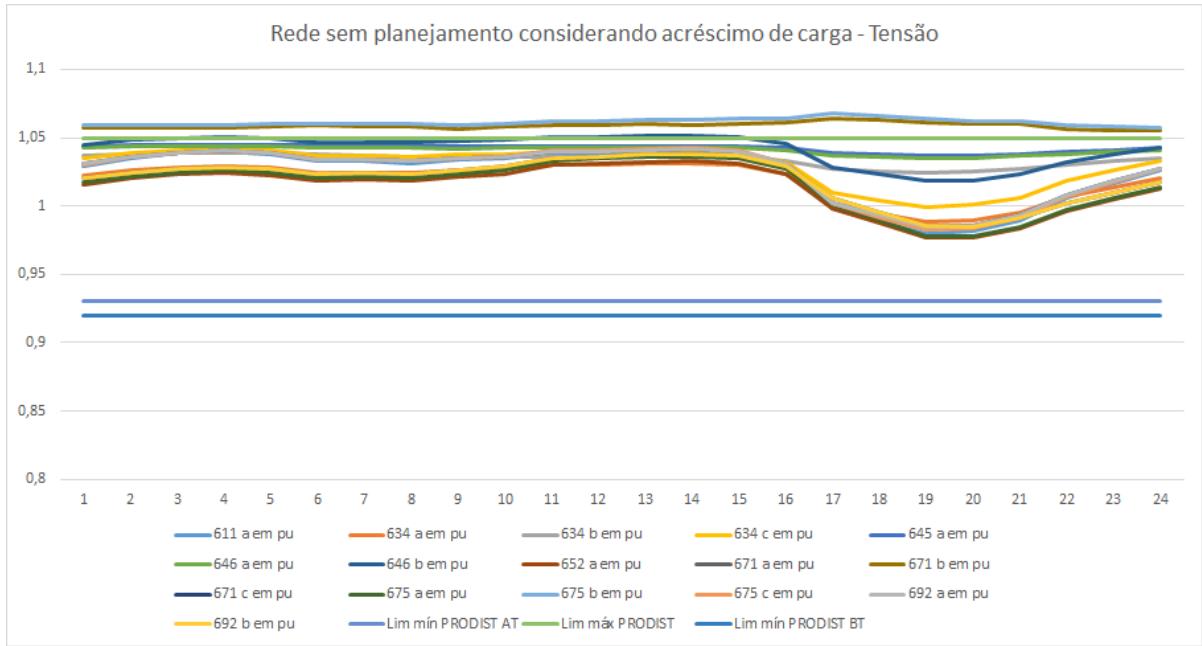
Na Figura 23, o perfil das tensões é mostrado. Os valores das transgressões e das perdas gerados estão representados na Tabela 18, que totalizou uma multa de R\$3.160,26 para a distribuidora. Quando comparado com o valor, ao final de 5 anos, do cenário 2, de R\$3.096,42, observou-se que o segundo cenário é mais vantajoso para a concessionária de energia. Ou seja, o bom planejamento, não só da localização do SFV na rede, mas também das projeções futuras do sistema, é de extrema importância, causando impactos financeiros para a distribuidora de energia.

Tabela 18 - Valores de transgressões e perdas do sistema com o resultado do cenário 1 e considerando aumento de carga

125% de PVSystem - barra 633	
Barras transgressões de tensão	646, 671, 675
Transgressão de tensão	R\$ 650,85
Perdas	R\$ 2.509,42
Total	R\$ 3.160,26

Fonte: Próprio autor.

Figura 23 - Perfil das tensões do sistema com o resultado do cenário 1 e considerando aumento de carga



Fonte: Próprio autor.

5 CONCLUSÃO

Ao final das simulações, foi possível tirar algumas conclusões sobre a inserção de Geração Distribuída, em forma de sistemas fotovoltaicos, na rede de distribuição. Primeiramente, constata-se que um planejamento da concessionária de energia, quanto a introdução de GD à rede, é extremamente importante e essencial, pois a adição de sistemas fotovoltaicos, por exemplo, que é um dos mais utilizados atualmente como Geração Distribuída, impacta diretamente na qualidade da energia elétrica, tanto positivamente, quanto negativamente.

Nas análises feitas sobre as simulações, observou-se esses impactos, uma vez que foi notado a influência do sistema fotovoltaico na tensão, já que esse sistema faz com que as tensões aumentem, podendo levá-las a níveis críticos, segundo o PRODIST, gerando então prejuízo financeiro para a distribuidora de energia. Outro ponto analisado foi o das perdas, notou-se que até certo ponto, as GDs abaixavam as perdas, sendo um fator benéfico à rede, porém, quando a potência do sistema fotovoltaico era maior que a carga, havia fluxo inverso de potência, e então as perdas voltavam a aumentar.

Também sobre o planejamento, há mais um fator importante, é necessário pensar sobre o crescimento da rede, como foi feito no cenário 2 das simulações, pois considerando acréscimo de cargas obteve-se resultados diferentes do cenário sem aumento da carga. Isso influencia no futuro da rede de distribuição, por isso um planejamento adequado, realístico e previsível deve ser realizado.

Geração Distribuída é o futuro e a solução para muitos problemas que estamos enfrentando atualmente, como a crise energética no Brasil, além de que seu uso com energias limpas é altamente favorável para o meio ambiente. Portanto, é necessário que concessionárias de energia tenham um planejamento, inteligente e otimizado, quanto à inserção dessas fontes de energia próximas aos consumidores.

Em vista de trabalhos futuros, é proposto o estudo e modelagem de um sistema para alocação ótima da Geração Distribuída por meio de um modelo matemático de otimização, uma vez que neste trabalho foi adotado o método exaustivo, que para redes maiores e mais robustas, exigirá um esforço computacional e manual excessivo.

6 REFERÊNCIAS

ABREU, Yolanda Vieira de; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de; GUERRA, Sinclair Mallet-Guy. **Energia, Economia, Rotas Tecnológicas**. Textos Seleccionados. Palmas, 2010.

ABSOLAR. **Energia solar fotovoltaica no Brasil**: Infográfico ABSOLAR. 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 17 set. 2021.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, 2008.

ANEEL. **Curva de carga**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fbusca%3Fp_auth%3DPN4dPBuy%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15047279&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=curva-de-carga&inheritRedirect=true>. Acesso em: 30 ago. 2021.

ANEEL. **PRODIST Módulo 8**. Brasília, 2021.

ANEEL. **Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica**. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/transmissao5>>. Acesso em: 17 set. 2021.

BAJAY, Sérgio et al. **Geração distribuída e eficiência energética**. Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. 1. ed. Campinas: International Energy Initiative – IEI Brasil, 2018.

CASTRO, R. M. **Introdução à energia fotovoltaica**. DEEC/Secção de Energia, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2007. 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Metodologia: Projeção de curva de carga horária**. Brasília, 2020.

EPRI – *Electric Power Research Institute*. **Introduction to the OpenDSS**. 2009.

EPRI – *Electric Power Research Institute*. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator™** (OpenDSS). 2016.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. Trabalho de Formatura (Graduação em Engenharia de Energia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

GAMA, Dannilo Peruch Alves. **Simulação da técnica *peak shaving* aplicada em redes de distribuição utilizando o software OpenDSS**. 2020. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2020.

GOV. **Energia renovável chega a quase 50% da matriz elétrica brasileira**. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/08/energia-renovavel-chega-a-quase-50-da-matriz-eletrica-brasileira-1#:~:text=De%20acordo%20com%20dados%20do,6%25%20ao%20fim%20de%202025>>. Acesso em: 04 set. 2021.

GOV. **Região Nordeste bate recorde na geração de energia eólica e solar**. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/07/regiao-nordeste-bate-recorde-na-geracao-de-energia-eolica-e-solar#:~:text=energia%E2%80%9D%2C%20acrescentou.-,De%20acordo%20com%20o%20Operador%20Nacional%20do%20Sistema%20EI%C3%A9trico%2C%20a,at%C3%A9%20o%20fim%20de%202021>>. Acesso em: 08 set. 2021.

JÚNIOR, José David Anzanello. **Análise de microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição utilizando o OpenDSS**. 2016. Monografia (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

JUNIOR, S. B. S. **Análise de operação de sistemas de distribuição utilizando OpenDSS**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

MACHADO, Ivan de Souza. **Análise técnico-econômica do impacto da penetração da geração distribuída em redes de distribuição**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.

MERLIN, Victor. **Linhas de transmissão de energia elétrica no Brasil**. 2018. Disponível em: <<https://curtocircuitoeseletividade.com.br/as-linhas-de-transmissao-de-energia-eletrica-no-brasil/>>. Acesso em: 08 set. 2021.

ONS. **O Sistema Interligado Nacional.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 17 set. 2021.

PEREIRA, L. D. L. **Alocação ótima de Geração Distribuída em sistemas de distribuição considerando incertezas no modelo probabilístico de geração.** 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

PODER360. **ONS prevê aumento de 4,6% de carga energética em 2021.** 2021. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/energia/ons-preve-aumento-de-46-de-carga-energetica-em-2021/>>. Acesso em 16 set. 2021.

QUEZADA, Víctor H. Méndez; ABBAD, Juan Rivier; ROMÁN, Tomás Gómez San. *Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation.* **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, Volume 21, Nº 2, Maio 2006.

RIANI, Leandro M. et al. **Modelo de transformador trifásico de distribuição para estudos de fluxo de potência e curto-circuito.** Disponível em : <<https://www.researchgate.net/publication/267389448>>. Acesso em: 20 set. 2021.

RIBEIRO, Diego Gonçalves. **Análise do impacto da geração fotovoltaica na rede de distribuição do IEEE de 13 barras utilizando o OpenDSS.** 2019. Monografia (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2019.

SKORUPA, Thayane; MARTINS, Mitiani Tavares Fabrica; PAZ, Martín Cruz Rodríguez. Alocação ótima de geração distribuída fotovoltaica para redução de perdas de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica: um estudo de caso. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais CBENS 2018.** Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/issue/view/1>>. Acesso em: 08 set. 2021.