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

JHEMES PARMA MIRANDA

ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COMO SERVIÇO ANCILAR NO ÂMBITO DE SUPORTE DE REATIVOS

VITÓRIA
2022

JHEMES PARMA MIRANDA

ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COMO SERVIÇO ANCILAR NO ÂMBITO DE SUPORTE DE REATIVOS

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Jhemes Parma Miranda**, 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
2022

JHEMES PARMA MIRANDA

ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COMO SERVIÇO ANCILAR NO ÂMBITO DE SUPORTE DE REATIVOS

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Jhemes Parma Miranda**, 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 12 de agosto de 2022.

COMISSÃO EXAMINADORA:

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

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

Prof. Dr. Daniel Carletti
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

A Deus, aos meus pais e irmãos, e aos amigos pelo apoio.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, razão e autor do meu viver. Por estar ao meu lado em todos os momentos, inclusive em minha trajetória na UFES. Agradeço a Deus por Sua fidelidade em meio as minhas falhas, por me fazer perseverar nos momentos mais difíceis em que me encontrei. Agradeço a Deus por finalizar minha graduação.

Agradeço aos meus pais, Jonas Miranda Neto (*In Memoriam*) e Maria Luiza Parma Miranda, por todo o esforço feito para que eu realizasse minha graduação, pelo apoio que me moveu até este momento. Agradeço aos meus irmãos pelo carinho e cuidado que sempre tiveram comigo. Agradeço a todos os meus familiares que estiveram comigo ao longo dessa jornada. Agradeço aos amigos que fiz ao longo de minha vida, por mesmo à distância torcerem por mim.

Agradeço ao professor Lucas Frizera pela disponibilidade, paciência e condução em minha orientação. Agradeço a todos os professores com quem tive contato na graduação, pois me cercaram de uma riqueza imensurável que é o conhecimento. Agradeço a todos os colegas da graduação que compartilharam momentos únicos comigo, alegrias e tristezas, mas sobretudo a amizade.

Agradeço a empresa AEVO Solar pela confiança depositada em mim durante os 2 anos em que fui estagiário. Agradeço por me inserir no mundo da energia solar fotovoltaica, que é um mundo incrível e que quero me aplicar cada vez mais. Agradeço a todos os sócios da empresa, funcionários de escritório e de campo, a todos que me fizeram crescer como estudante, profissional e pessoa.

RESUMO

O aumento da inserção da geração distribuída fotovoltaica no Brasil traz algumas vantagens, como a possibilidade de injeção de potência reativa pelo inversor de frequência, implementado nas usinas fotovoltaicas, em períodos ociosos de geração de potência ativa. O Sistema Elétrico de Potência necessita de serviços ancilares para que se consiga atender as unidades consumidoras adequadamente. O objetivo deste trabalho é a análise da viabilidade técnica da geração de reativos pelos inversores de frequência implementados nos sistemas fotovoltaicos, com o intuito de utilizá-los como serviços ancilares no âmbito de suporte de reativos. A metodologia baseia-se na modelagem de uma rede de distribuição de 13 barras do IEEE e dos geradores fotovoltaicos, bem como o uso do *software* OpenDSS, para que se obtenha um fluxo de potência e, com os dados gerados por meio dele, se analise a contribuição da geração distribuída fotovoltaica para a rede considerando cenários com a variação do fator de potência e quantidade de inserção de geração distribuída na rede. Verificou-se que a geração distribuída ao injetar potência reativa na rede, diminui as perdas totais de potência ativa dentro de um limite aceitável de tensão nas barras. A partir desses resultados pode-se concluir que há um ganho para a rede caso haja a inserção de geração distribuída como suporte de reativos, respeitando-se um limite para a injeção.

Palavras-chave: Geração distribuída fotovoltaica. Serviços ancilares. Suporte de reativos. OpenDSS.

ABSTRACT

The increase in the insertion of photovoltaic distributed generation in Brazil brings some advantages, such as the possibility of injecting reactive power by the frequency inverter, implemented in photovoltaic plants, in idle periods of active power generation. The Electric Power System needs ancillary services, so that it can serve the consumer units properly. The objective of this work is to analyze the technical feasibility of generating reactives, by frequency inverters implemented in photovoltaic systems, in order to use them as ancillary services, in the context of reactive support. The methodology is based on the modeling of a 13-bus distribution network of the IEEE and photovoltaic generators, as well as the use of OpenDSS software, in order to obtain a power flow and, with the data generated through it, analyze the contribution of photovoltaic distributed generation to the grid considering scenarios with the variation of the power factor and the amount of distributed generation added to the grid. It was verified that the distributed generation, when injecting reactive power in the network, reduces the total losses of active power and within an acceptable limit of voltage in the buses. From these results it can be concluded that there is a gain for the network if there is the insertion of distributed generation as a support of reactives, respecting a limit for the injection.

Keywords: Photovoltaic distributed generation. Ancillary services. Reactive support. OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Processo de administração dos serviços ancilares 18
Figura 2 – Triângulo de potências 21
Figura 3 – Curva de capabilidade dos inversores PSV-100-TL e PSV-120-TL 22
Figura 4 – Esquema típico de uma usina solar conectada a rede elétrica 23
Figura 5 – Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência 28
Figura 6 – Rede trifásica equilibrada 29
Figura 7 – Representação da rede de distribuição 29
Figura 8 – Estrutura do software e OpenDSS 31
Figura 9 – Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras 34
Figura 10 – Fluxograma da metodologia escolhida 38

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Quantidade de usinas fotovoltaicas instaladas no Brasil 25
Gráfico 2 – Potência instalada das usinas fotovoltaicas instaladas no Brasil 26
Gráfico 3 – Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV na Barra 670, em kW 39
Gráfico 4 – Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV na Barra 675, em kW 40
Gráfico 5 – Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV na Barra 680, em kW 41
Gráfico 6 – Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV na Barra 634, em kW 42
Gráfico 7 – Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 634 com aumento na potência nominal do transformador, em kW 44
Gráfico 8 – Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV nas barras sorteadas, em kW 55
Gráfico 9 – Gráfico da potência ativa despachada pela Subestação para os sorteios, em kW 56
Gráfico 10 – Gráfico da potência reativa despachada pela Subestação para os sorteios, em kvar 57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros das linhas da rede 34
Tabela 2 – Fases das linhas da rede 35
Tabela 3 – Transformadores da rede 35
Tabela 4 – Cargas da rede 35
Tabela 5 – Carga distribuída da rede 36
Tabela 6 – Capacitores da rede 36
Tabela 7 – Tensões nas fases de cada barra, em pu 36
Tabela 8 – Comparação dos resultados simulados das potências 37
Tabela 9 – Comparação dos resultados simulados das tensões 37
Tabela 10 – Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 670, em kW 39
Tabela 11 – Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 675, em kW 40
Tabela 12 – Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 680, em kW 41
Tabela 13 – Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 634, em kW 42
Tabela 14 – Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 634 com aumento na potência nominal do transformador, em kW 43
Tabela 15 – Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 670, em pu 45
Tabela 16 – Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 675, em pu 46
Tabela 17 – Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 680, em pu 47
Tabela 18 – Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 634, em pu 48
Tabela 19 – Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 634 com aumento de potência nominal do transformador, em pu 49
Tabela 20 – Distribuição percentual para as barras com base na porcentagem total de inserção de GDFV 52
Tabela 21 – Distribuição percentual para as barras as barras sorteadas 52
Tabela 22 – Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV nas barras sorteadas, em kW 53
Tabela 23 – Tensão nas barras da rede, em pu 55
Tabela 24 – Potência ativa despachada para a rede pela Subestação, em kW 56
Tabela 25 – Potência reativa despachada para a rede pela Subestação, em kvar 57

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Informações técnicas dos inversores PSV-100-TL e PSV-120-TL.....21
Quadro 2 – Potências fornecidas pela Subestação.....36
Quadro 3 – Resumo dos resultados das simulações para as perdas de potência ativa da rede.....50
Quadro 4 – Resumo dos resultados das simulações para as tensões nas barras 51
Quadro 5 – Nomenclatura dos sorteios.....54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	*Eletric Power Research Institute*
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
NBR	Norma Brasileira
RN	Resolução Normativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
UC	Unidade Consumidora

LISTA DE SÍMBOLOS

R	Resistência elétrica (Ω)
X	Reatância (Ω)
P	Potência ativa (W)
Q	Potência reativa (VAr)
S	Potência aparente (VA)
fp	Fator de potência
$\dot{I}_F$	Corrente elétrica de fase (A)
$\bar{S}_{F-N}$	Potência nominal fase-neutro
$\dot{V}_{F-N}$	Tensão nominal de fase-neutro (V)
$\dot{V}_F$	Tensão qualquer de fase-neutro (V)
θ	Ângulo da tensão nominal de fase-neutro (°)
θ_1	Ângulo da tensão qualquer de fase-neutro (°)
φ	Ângulo da potência aparente nominal monofásica (°)
$\bar{Z}_{cte}$	Impedância constante (Ω)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 15

2 OBJETIVOS 17

2.1 Objetivo Geral 17

2.2 Objetivos Específicos 17

3 REFERENCIAL TEÓRICO 18

3.1 Serviços Ancilares 18

3.1.1 Visão Geral dos Serviços Ancilares no Brasil 18

3.1.2 Regulamentação dos Serviços Ancilares no Brasil 19

3.1.3 Suporte de Reativos 20

3.2 Geração Distribuida Fotovoltaica 23

3.2.1 Visão Geral da Geração Distribuída Fotovoltaica 23

3.2.2 Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil 24

3.2.3 Geração Distribuída Fotovoltaica como Serviço Ancilar 26

3.3 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica 27

3.3.1 Rede de Distribuição de Energia Elétrica 27

3.3.2 Modelagem da Rede de Distribuição 28

3.4 Software e Fluxo de Potência 30

4 METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO 32

4.1 Metodologia 32

4.2 Etapas de Desenvolvimento 32

4.2.1 1ª Etapa: Estudo da bibliografia 32

4.2.2 2ª Etapa: Escolha e estudo do software OpenDSS 33

4.2.3 3ª Etapa: Escolha e modelagem da rede de distribuição IEEE 33

4.2.4 4ª Etapa: Simulação de uma rede IEEE de 13 barras 36

4.2.5 5ª Etapa: Simulação de uma rede IEEE de 13 barras com GDFV 38

4.2.6 6ª Etapa: Análise das perdas totais da Rede 39

4.2.7 7ª Etapa: Análise das tensões nas barras 44

4.2.8 8ª Etapa: Análise das simulações 50

4.2.9 9ª Etapa: Sorteio das barras 51

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES 54

6 CONCLUSÃO 59

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 61

APÊNDICE A – MODELAGEM DAS GDFVS NO OPENDSS 65

1 INTRODUÇÃO

A utilização da geração distribuída no Brasil tem sido cada vez maior, principalmente considerando a geração fotovoltaica. Entre 2018 e 2019, esta modalidade de geração teve crescimento de 92,2%, além de aumentar de 0,5% para 1% a sua participação na matriz elétrica brasileira (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020, p. 35-37).

Esse crescimento da geração distribuída fotovoltaica no Brasil traz alguns avanços tecnológicos e possibilidades de aplicação, como: utilização de inversores de frequência para integração de geração de energia elétrica e carregamento veicular como em SOLAREDGE (2019); inovação tecnológica no campo de baterias estacionárias para serem integradas às usinas solares como em FREITAS (2017); e, capacidade de geração de potência reativa nos inversores empregados em usinas solares como em VILLALVA (2020). Esse último será uma aplicabilidade de interesse nesta proposta de trabalho.

O sistema típico de geração distribuída fotovoltaica é composto por duas etapas de fluxo de potência. A primeira é a geração de energia elétrica pelos módulos solares com fluxo de potência até o inversor de frequência. A segunda é a conversão, no inversor, da corrente contínua para corrente alternada, com fluxo de potência até a rede elétrica (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO, 2014, p. 257). Quando ocorrem períodos com pouca irradiância solar ou períodos noturnos, os inversores têm capacidade técnica de injetar potência reativa na rede de distribuição, embora a legislação, no Brasil, ainda não permita.

De acordo com Medina (2012, p. 23), “os serviços ancilares geralmente são definidos como os serviços que são essenciais para garantir a operação segura de sistemas de potência”. Um dos itens que envolvem os serviços ancilares é o suporte de reativos (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019a, p. 3).

A demanda por suporte de reativos, no SEP, e a capacidade do inversor de frequência, implementado na geração distribuída, de gerar potência reativa, cria uma possibilidade de aplicação. Com base nisso, diversos trabalhos têm sido desenvolvidos.

Chaves (2009) analisa a geração distribuída, do ponto de vista técnico e econômico, como serviço ancilar, no âmbito de suporte de reativos e de potência ativa. Por sua vez, Medina (2012) apresenta a análise da geração distribuída, nos aspectos técnico e econômico, como serviço ancilar considerando vários tipos de serviços, como: suporte de reativos, reserva para controle de frequência e controle secundário de frequência. Lachovicz (2018) apresenta a mesma questão que os outros dois trabalhos, diferindo apenas na especificação de escopo, já que este se concentra na análise técnica de suporte de reativos em conjunto com banco de capacitores e reguladores de tensão. Rocha (2017) faz a análise técnica da geração distribuída como serviço ancilar, considerando apenas o aspecto de compensação de harmônicos.

Os inversores nas usinas solares são de fundamental importância para que ocorra suporte de reativos pela geração distribuída fotovoltaica. Em virtude disso, Sarmiento (2016) aborda, do ponto de vista técnico, a modelagem de inversores em fluxo de potência para fornecerem suporte de reativos na rede de distribuição.

Silva (2006) aborda a questão de suporte de reativos pela geração distribuída considerando o ponto de vista da concessionária. Analisou-se a questão, no aspecto econômico, desenvolvendo uma ferramenta de apoio à tomada de decisão entre a contratação de suporte de potência reativa, provido da geração distribuída conectada a sua rede, ou seu provimento através dos pontos de fronteira com a rede básica de transmissão.

Benedito (2014) analisa a geração distribuída fotovoltaica, do ponto de vista técnico e econômico, como compensação de excedentes de reativos em uma unidade consumidora do grupo A, por meio de um estudo de caso.

Diante do exposto, este projeto almeja estudar e aplicar uma metodologia de serviço ancilar para uma rede de distribuição com diversos cenários de inserção de geração distribuída fotovoltaica, fixando-se um fator de potência global e uma porcentagem máxima de injeção de geração distribuída em cada barra da rede e analisando-se os impactos nas perdas de potência ativa e no perfil de tensão da rede. O intuito é que a estratégia apresentada sirva como base para uma análise simplificada e aplicável para as concessionárias de energia elétrica, e as mesmas analisarem a geração distribuída fotovoltaica como uma alternativa para a injeção de reativos na rede, caso haja a regulamentação desse serviço.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral do projeto é a análise técnica da geração distribuída fotovoltaica como serviço ancilar no âmbito de suporte de reativos, por meio da simulação, em um *software*, de fluxo de potência em uma rede de distribuição de 13 barras, para o SEP.

2.2 Objetivos Específicos

Com o intuito de alcançar o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver um modelo de distribuição contemplando a geração distribuída fotovoltaica.
- Avaliar a efetividade da utilização de inversores de frequência no SEP na melhoria de aspectos, tais como: perfil de tensão da rede, queda de tensão e fluxo de potência.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

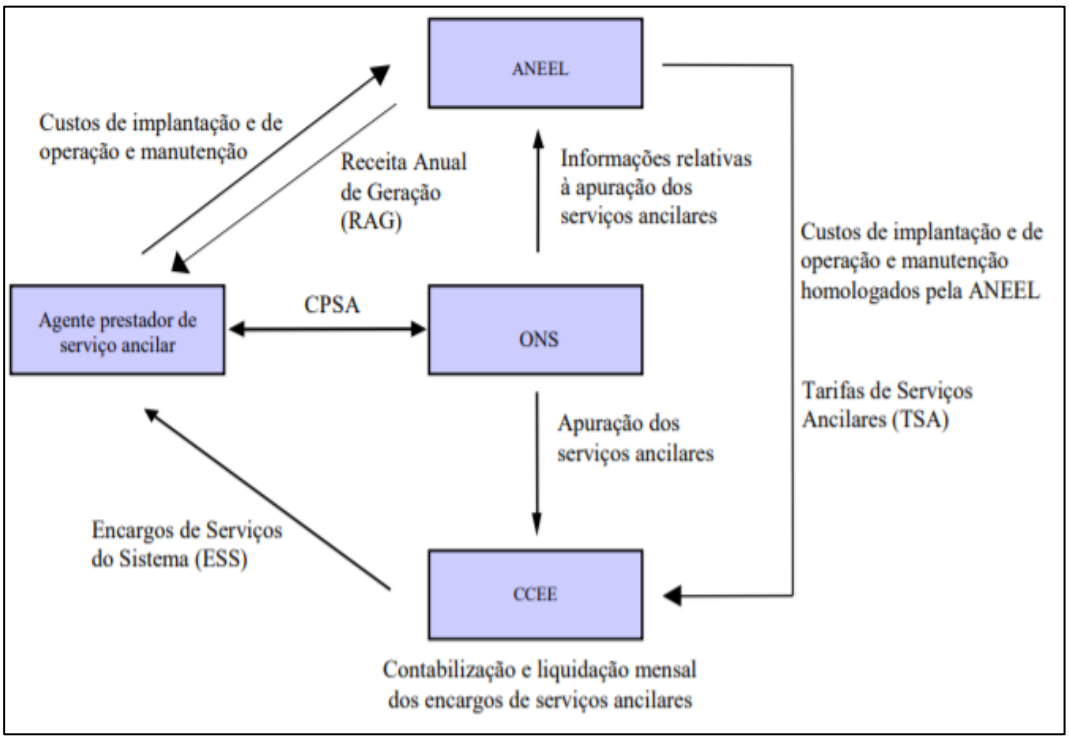
3.1 Serviços Ancilares

3.1.1 Visão Geral dos Serviços Ancilares no Brasil

Os serviços ancilares contribuem para a garantia de operacionalidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), e, segundo a regulamentação vigente, são constituídos pelos: controles primário e secundário de frequência das unidades geradoras; suporte de reativos; despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa; autorrestabelecimento parcial e integral; e sistema especial de proteção (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019a, p. 3).

Pode-se observar, na Figura 1, que a administração dos serviços ancilares no Brasil possui 3 órgãos responsáveis: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Além disso, inclui o agente que presta serviço ancilar.

Figura 1— Processo de administração dos serviços ancilares



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2019a).

3.1.2 Regulamentação dos Serviços Ancilares no Brasil

A regulamentação vigente no Brasil sobre serviços ancilares é feita pela ANEEL e pelo ONS. A ANEEL regulamenta através da Resolução Normativa (RN) n° 697/2015, com uma atualização feita pela RN n° 822/2018. O ONS estabelece a contratação e a administração dos serviços ancilares necessários à operação do SIN, por meio dos módulos de procedimentos de rede n° 14 e n° 21 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019a, p. 3)

A RN n° 697/2015 estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015, p. 1). Por sua vez, a RN n° 822/2018 altera a RN n° 697/2015 nos aspectos das obrigações do ONS e dos serviços ancilares fornecidos pelas termelétricas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018, p. 1–9).

O ONS, no módulo de procedimento de rede n° 14, trata da administração dos serviços ancilares, O Submódulo 14.1, do módulo de procedimento de rede n° 14, tem como tema a visão geral da administração dos serviços ancilares (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019a). O submódulo 14.2, do módulo de procedimento de rede n° 14, trata sobre as diretrizes para administração dos serviços ancilares prestados pelos agentes de geração no que se refere ao estabelecimento dos arranjos comerciais (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019b). O submódulo 14.3, do módulo de procedimento de rede n° 14, estabelece as diretrizes para a apuração do serviço ancilar de suporte de reativos prestado pelas unidades geradoras que estejam operando como compensador síncrono, prestado por agentes de geração (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2017a). O submódulo 21.9, do módulo de procedimento de rede n° 21, trata da análise técnica dos serviços ancilares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2017b).

A regulamentação dos parâmetros do inversor de frequência dos sistemas fotovoltaicos em relação ao FP e a injeção de potência reativa, é feita pela Norma Brasileira (NBR) n° 16149:2013. A NBR n° 16149:2013 estabelece que quando a potência ativa injetada na rede

for superior a 20% da potência nominal do inversor, o FP deve variar de acordo com a faixa de potência nominal dos sistemas fotovoltaicos definidas na norma (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a).

A regulamentação dos procedimentos de ensaios para os sistemas fotovoltaicos é feita pela NBR n° 16150:2013. A NBR n° 16150:2013 estabelece procedimento para ensaios dos sistemas fotovoltaicos em relação ao FP e a injeção de potência reativa, dentre outros ensaios (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b).

Em relação ao despacho de potência reativa pela GDFV, não há regulamentação. A usinas pertencentes à GDFV são consideradas do tipo III. Há 3 tipos de usinas: Tipo I (programação e despacho centralizados), tipo II (programação centralizada e despacho não centralizado) e tipo III (programação e despacho não centralizados) (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2009).

3.1.3 Suporte de Reativos

Em um sistema puramente senoidal, a Potência ativa (P), potência reativa (Q) e potência aparente (S), se relacionam de acordo com a equação (1).

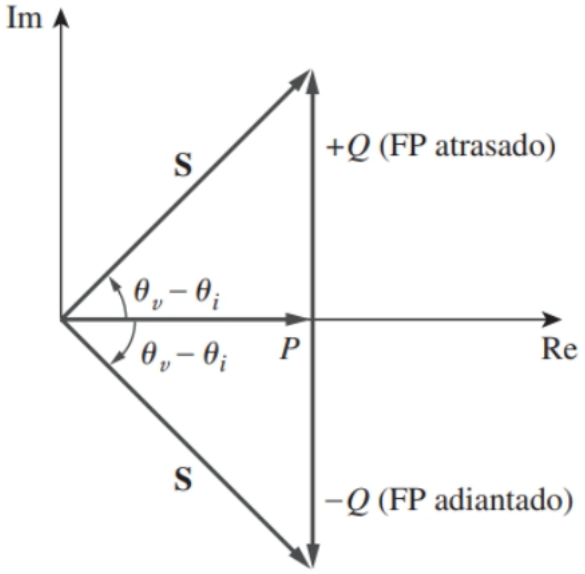
$$S^2 = P^2 + Q^2 \tag{1}$$

O fator de potência é calculado de acordo com a equação (2).

$$fp = \frac{P}{S} \tag{2}$$

É comum representar S, P e Q na forma de um triângulo, conhecido como triângulo de potências. O triângulo de potências possui quatro parâmetros: potência aparente/complexa, potência ativa, potência reativa e ângulo do fator de potência. Dados dois desses parâmetros, os outros dois podem ser obtidos a partir do triângulo. Quando S está localizada no primeiro quadrante, temos uma carga indutiva e um fator de potência atrasado. Quando S se encontra no quarto quadrante, a carga é capacitiva e o fator de potência está adiantado (ALEXANDER; SADIKU, 2013, p. 421). O triângulo de potências está ilustrado na Figura 2.

Figura 2 — Triângulo de potências



Fonte: Alexander e Sadiku (2013, p. 421).

Os dados técnicos de 2 inversores usados na geração distribuída fotovoltaica podem ser visualizados no Quadro 1.

Quadro 1 — Informações técnicas dos inversores PVS-100-TL e PVS-120-TL

Grandezas	Inversores	
	PVS – 100 - TL	**PVS – 120 - TL**
Temperatura ambiente	40 °C	40 °C
Tensão nominal de Saída (Un)	400 Vac	480 Vac
Energia ativa nominal (Pn)	100kW	120kW
Energia aparente nominal (Sn)	100kVA	120kVA
Energia reativa nominal (Qn)	100kVAr	120kVAr
Fator de potência	-0 ...1...0+	-0 ...1...0+

Fonte: ABB (2018).
Nota: Adaptado pelo autor.

Pelo Quadro 1, observa-se que os inversores possuem a capacidade de injetar potência ativa e reativa, e são numericamente iguais à capacidade de injetar potência aparente. Isso ocorre devido a equação (3), obtida por meio da equação (1).

$$S = \pm\sqrt{P^2 + Q^2} \tag{3}$$

Pela equação (3) nota-se que quando a potência ativa é 0, a potência aparente torna-se igual a equação (4). E quando a potência reativa é zero, a potência aparente torna-se igual a equação (5).

$$S = \pm Q \tag{4}$$

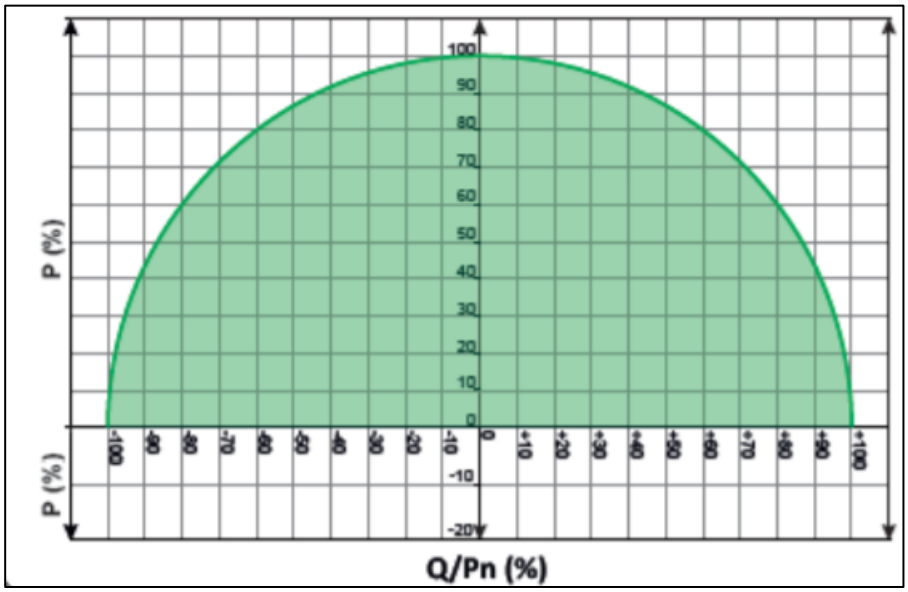
$$S = \pm P \tag{5}$$

Na prática, a equação (5) é substituída pela equação (6), pois o valor negativo de P indicaria fluxo de potência no modo reverso, o que não ocorre nos inversores. A equação (4) permanece inalterada pois o sinal positivo ou negativo, para este caso, não representa fluxo de potência, e sim a natureza indutiva ou capacitiva de Q.

$$S = P \tag{6}$$

A curva de capabilidade, ou curva P-Q, relaciona a potência ativa e reativa (indutiva e capacitiva). Essa curva reflete as equações (3) e (6) e, por tanto, forma um semicírculo. Uma curva de capabilidade de 2 inversores da ABB pode ser visualizada na Figura 3.

Figura 3 — Curva de capabilidade dos inversores PVS-100-TL e PVS-120-TL



Fonte: ABB (2018, p. 27).

De acordo com a curva de capabilidade do inversor de frequência, ilustrada na Figura 3, pode-se afirmar que este inversor tem a capacidade de fornecer potências ativa e reativa, indutiva ou capacitiva, para o sistema em que será inserido. A análise técnica construtiva do inversor de frequência não é escopo de estudo para este trabalho, focando apenas em seu funcionamento.

3.2 Geração Distribuída Fotovoltaica

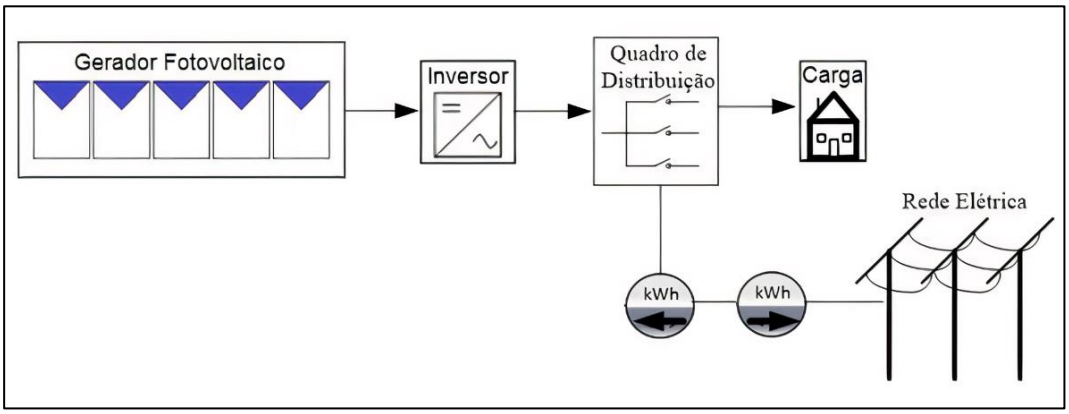
3.2.1 Visão Geral da Geração Distribuída Fotovoltaica

De acordo com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014, p. 144):

> Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes posições, o cabeamento elétrico que interliga e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores c.c.-c.c., seguidor de ponto de máxima potência (SPPM), inversores, controladores de carga (se houver armazenamento é constituído por acumuladores elétricos (baterias) e/ou outras formas de armazenamento.

Na Figura 4 pode-se observar os componentes típicos de uma usina fotovoltaica conectada à rede, com destaque para o gerador fotovoltaico (módulos fotovoltaicos) e o inversor.

Figura 4 — Esquema típico de uma usina solar conectada à rede elétrica



Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014, p. 291).

Os módulos fotovoltaicos são os componentes responsáveis pela geração de energia elétrica. Atualmente há vários tipos de módulos, que se diferenciam através do material e, como consequência, a eficiência na geração. A principal tecnologia empregada é a de silício.

Os inversores utilizados na geração distribuída fotovoltaica possuem a função de transformar a natureza contínua da corrente elétrica, originada nos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada, adequando o nível de tensão e frequência com a rede de distribuição. Eles se diferenciam através da potência nominal de trabalho. Os diferentes fabricantes apresentam eficiências bem parecidas nos diferentes modelos.

3.2.2 Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2016, p. 07), “A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica”.

A regulamentação da geração distribuída é feita pela ANEEL através da RN n° 482/2012 e atualizada pela RN n° 687/2015.

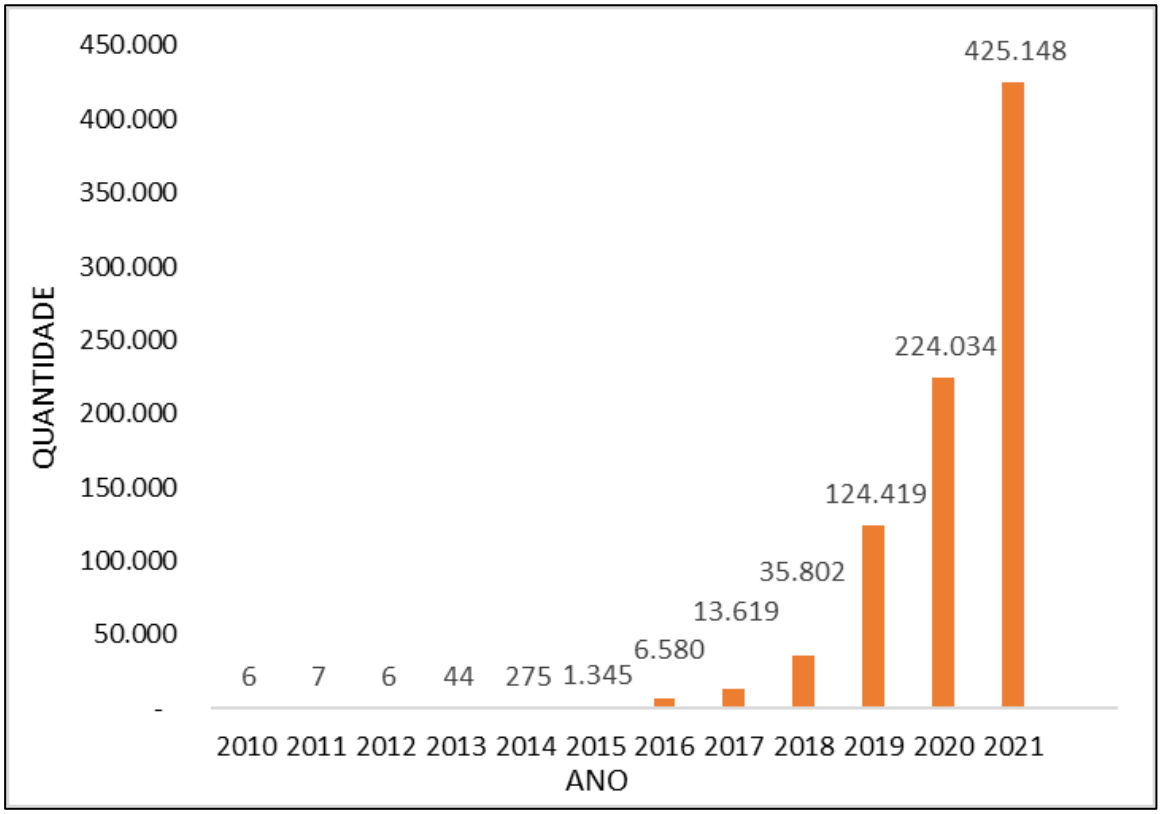
A geração distribuída no Brasil, é classificada de acordo com a potência instalada das usinas:

- Microgeração distribuída: usinas com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada;
- Minigeração distribuída: usinas com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015, p. 1).

Em relação à compensação de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (2015, p. 1) estabelece que, “Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa”.

A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) no brasil tem crescido exponencialmente ano após ano. Pode-se observar, pelo Gráfico 1, que a quantidade de usinas fotovoltaicas instaladas no ano de 2021 foi de 425.148, enquanto que no ano de 2010 foi de 6 unidades.

Gráfico 1 — Quantidade de usinas fotovoltaicas instaladas no Brasil



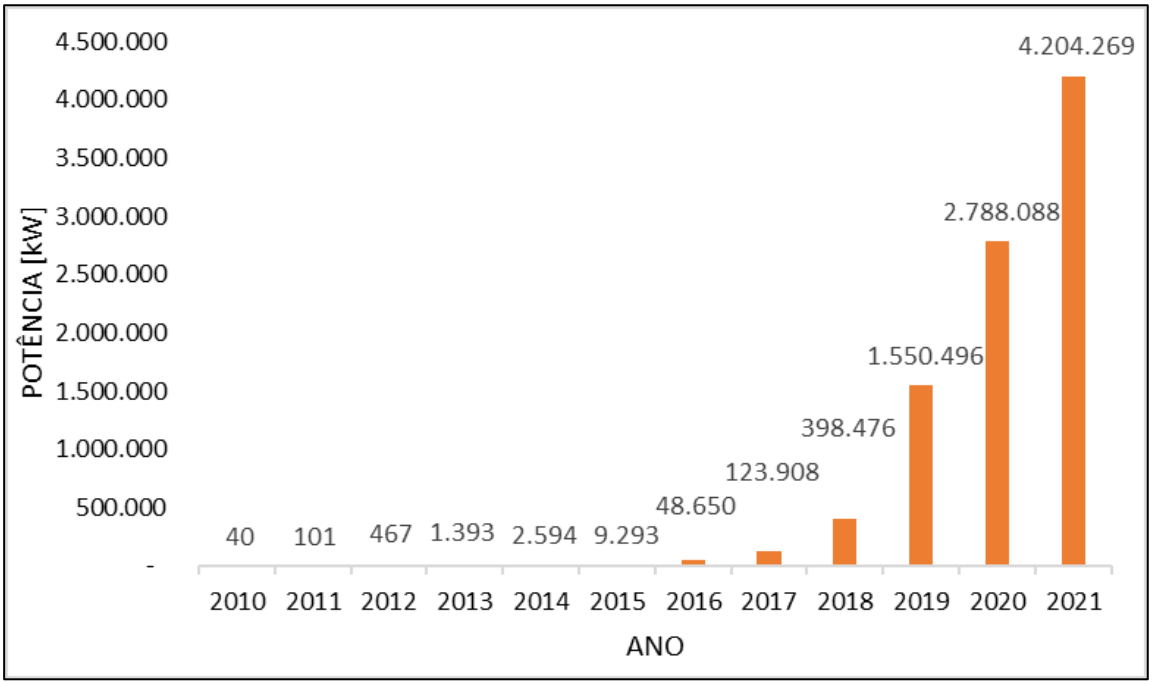
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2022).
Nota: Adaptado pelo autor.

O elevado crescimento dentro da década de 2010 a 2021 possui vários fatores, dentre eles:

- Diminuição do preço do kit fotovoltaico: Entre 2010 e 2017, o preço dos painéis fotovoltaicos de silício passou de $1,80/W para $0,35/W (NACIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2017, p. 20)
- Crescimento do número de empresas de serviço no setor;
- Regulamentação da geração distribuída.

Pelo Gráfico 2, pode-se observar o crescimento da potência instalada das usinas fotovoltaicas no Brasil. Em 2021, o Brasil atingiu a marca de 4 GW de potência instalada.

Gráfico 2 — Potência instalada das usinas fotovoltaicas instaladas no Brasil



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2022).
Nota: Adaptado pelo autor.

3.2.3 Geração Distribuída Fotovoltaica como Serviço Ancilar

No Brasil, ainda não existe regulamentação para uso da GDFV como serviço ancilar. Somente é previsto, na legislação atual, a injeção de energia ativa na rede de distribuição durante os períodos de geração de energia da GDFV, sendo que nos períodos em que não há geração de energia, pode-se receber energia elétrica da rede de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015, p. 1).

Quando a GDFV é instalada em uma unidade consumidora (UC), não é possível a injeção de energia reativa na rede de distribuição, mesmo quando o fator de potência programado para o inversor seja menor que 1.

Nas UCs do grupo A, os consumidores podem pagar pelo excedente de energia reativa. Quando a GDFV está instalada em uma UC deste grupo, pode-se diminuir a necessidade de energia reativa consumida da rede, pela energia reativa gerada pelo próprio sistema fotovoltaico, quando o fator de potência do inversor for diferente de 1. Essa situação só ocorre em períodos em que há a injeção de energia ativa, ou seja, não ocorre em períodos noturnos.

Com a implementação da GDFV como suporte de reativos para o Sistema Elétrico de Potência (SEP), o fornecimento desta energia poderia ser feito em qualquer momento, com exceção dos períodos em que houver fornecimento de energia ativa máxima por parte do gerador, desde que a concessionária de energia ou o operador da rede necessite deste serviço.

Uma consideração importante a ser feita é que para a implementação da GDFV como suporte de reativos, seria necessário que as concessionárias de energia elétrica tivessem acesso a todas as usinas instaladas pelos consumidores. Isso seria necessário para a garantia da estabilidade do SEP, visto que somente as concessionárias possuem a informação de qual o máximo de injeção de reativos é o ideal em cada hora do dia.

A geração de reativos no inversor de frequência, na prática, ocorre a partir de um capacitor interno. Durante o período diurno, esse capacitor é alimentado pelos módulos fotovoltaicos, mas durante o período noturno, não há essa possibilidade. Para a geração de reativos nesse período, então, podem ser utilizados duas técnicas: O uso de bateria para energizar o capacitor ou o uso da rede elétrica.

3.3 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

3.3.1 Rede de Distribuição de Energia Elétrica

De acordo com Kagan, Oliveira e Robba (2000, p. 1):

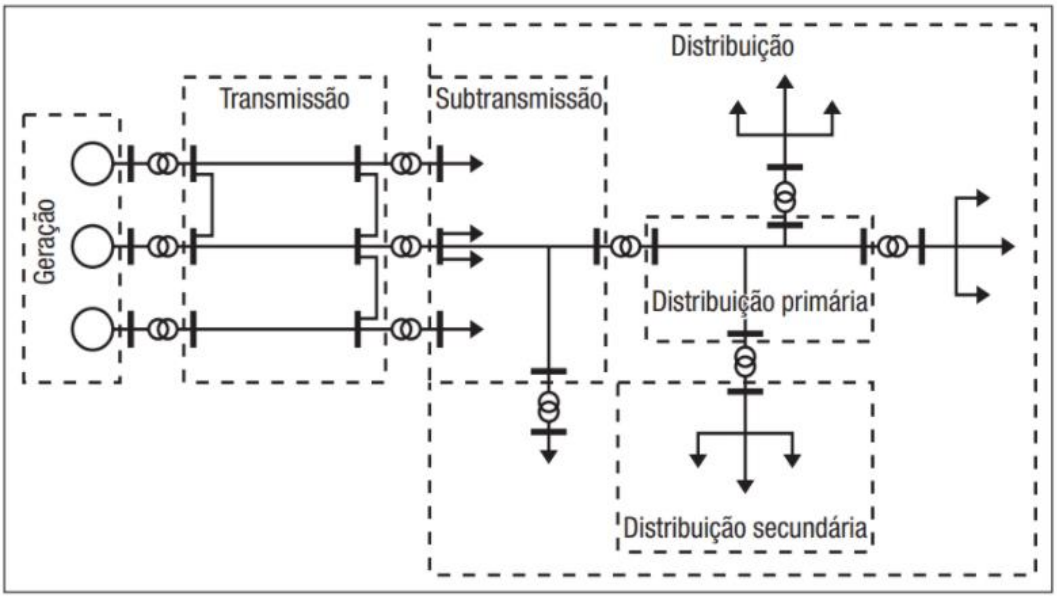
> Os sistemas elétricos de potência têm a função precípua de fornecer energia elétrica aos usuários, grandes ou pequenos, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada. Isto é, o sistema tem as funções de produtor, transformando a energia de alguma natureza, por exemplo, hidráulica, mecânica, térmica ou outra, em energia elétrica, e de distribuidor, fornecendo aos consumidores a quantidade de energia demandada, instante a instante.

No funcionamento do SEP destacam-se 3 grandes blocos: geração, transmissão e distribuição. O bloco de distribuição é dividido em distribuição primária e distribuição secundária.

Na distribuição primária, estão contidos os consumidores do grupo A. A tensão disponibilizada nesse sistema possui valor igual ou superior a 2,3 kV. Na distribuição secundária, estão contidos os consumidores do grupo B. A tensão disponibilizada nesse sistema possui valor inferior a 2,3 kV.

O diagrama unifilar do SEP está ilustrado na Figura 5.

Figura 5 — Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência



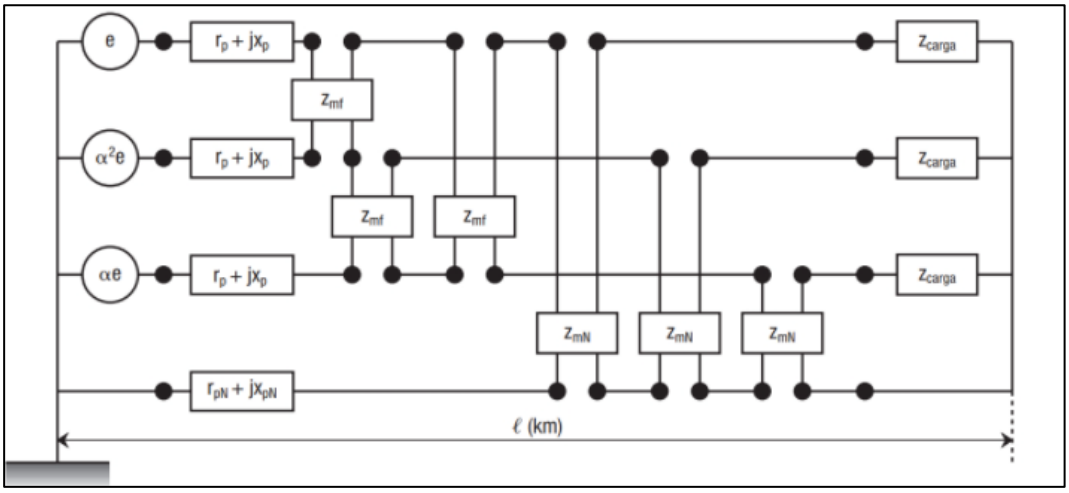
Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2000, p. 3).

A GDFV pode ser instalada tanto na distribuição primária quanto na secundária, sendo que na primária é usual a utilização de transformadores de potência devido aos valores de tensão nos inversores de frequência.

3.3.2 Modelagem do Sistema de Distribuição

A rede trifásica equilibrada, com uma carga trifásica, está ilustrada na Figura 6.

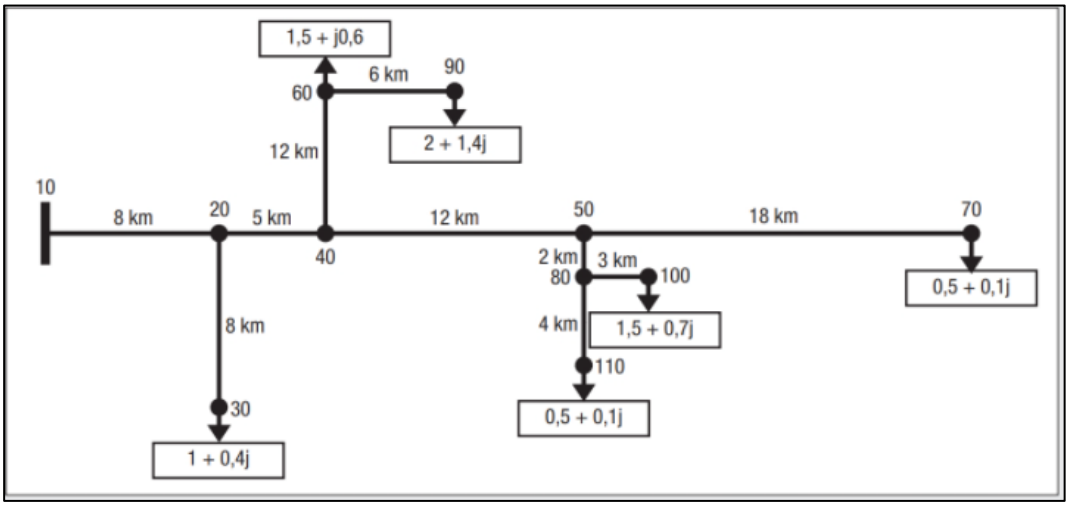
Figura 6 — Rede trifásica equilibrada



Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2000, p. 166).

Um sistema de distribuição é composto por várias unidades consumidoras e, portanto, várias cargas. Na Figura 7 está ilustrado o diagrama unifilar de uma rede de distribuição.

Figura 7— Representação da rede de distribuição



Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2000, p. 186).

Na rede de distribuição da Figura 7, a numeração de cada carga é de grande importância para a implementação do fluxo de potência na rede. Nos nós 30, 60, 70, 90, 100 e 110, é possível visualizar a presença de cargas com valores complexos.

3.4 OpenDSS e Fluxo de Potência

O *software* OpenDSS é uma ferramenta poderosa para análise da rede de distribuição. Foi desenvolvido pelo *Eletric Power Research Institute*, o EPRI.

De acordo com a EPRI (2022):

> O OpenDSS é um simulador de sistema de distribuição de energia elétrica (DSS) projetado para suportar a integração e a modernização da rede de recursos de energia distribuída (DER). Ele permite que os engenheiros realizem análises complexas usando uma plataforma flexível, personalizável e fácil de usar, projetada especificamente para atender aos desafios atuais e futuros do sistema de distribuição e fornece uma base para entender e integrar novas tecnologias e recursos.

Neste trabalho, o OpenDSS foi escolhido para ser usado para estudo de fluxo de potência. Há diversos trabalhos acadêmicos que utilizam o OpenDSS como objeto de estudo da rede de distribuição. Souza (2020) utiliza o OpenDSS para simulação da rede elétrica que alimenta a Universidade Federal de Minas Gerais e o estádio Mineirão com a inserção de um sistema de energia de armazenamento de energia com baterias. Ribeiro (2019) utiliza o OpenDSS para análise dos impactos de geração distribuída fotovoltaica em uma rede de 13 barras. Gama (2020) utiliza o OpenDSS para analisar os impactos de sistemas de Armazenamento de Energia Comunitários utilizando a estratégia de *Peak Shaving*. Carneiro (2019) utiliza o OpenDSS para cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição.

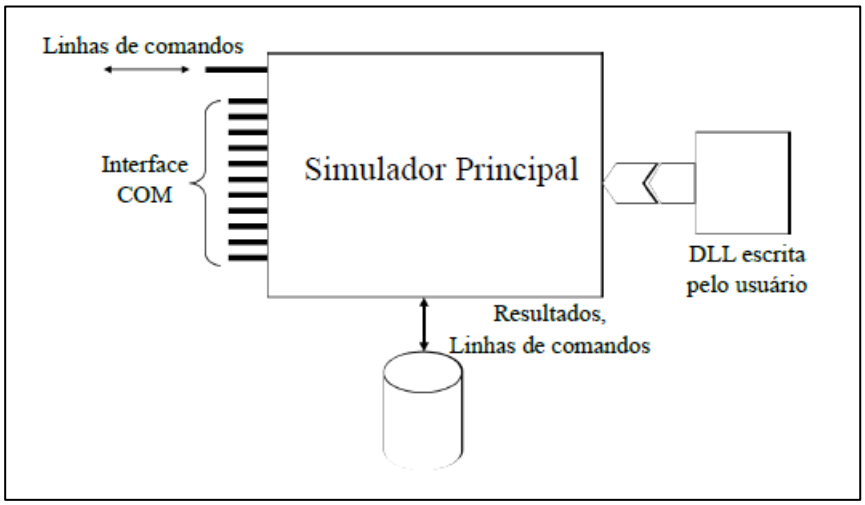
De acordo com Freitas (2015, p. 35):

> O programa disponibiliza a interface *Component Object Model* (COM) da Microsoft (MS), permitindo que programadores possam desenvolver e executar novas soluções customizadas através de programas externos. A partir dessa interface o programa pode ser acionado de forma totalmente independente de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que defina um circuito. O software OpenDSS pode ser controlado por programas como Python, MATrix LABoratory (MATLAB), dentre outros e, também, por ferramentas do MS Office, em destaque o Visual Basic for Applications (VBA). Outra característica versátil do OpenDSS é permitir que desenvolvedores de software, visando

> customizar o programa para solucionar algo muito especifico, criem suas próprias DLL.

O princípio de funcionamento do OpenDSS pode ser visualizado na Figura 8

Figura 8 — Estrutura do *software* OpenDSS



Fonte: Freitas (2015, p.36)

Considerando-se a validação do *software* OpenDSS, não será objeto de estudo desse trabalho a construção do algoritmo de fluxo de potência, e sim a análise sobre os resultados produzidos pelo *software*.

4 METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO

4.1 Metodologia

Este trabalho, do ponto de vista da natureza, é considerado uma pesquisa aplicada, visto que objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática dirigidos à solução de uso de sistemas fotovoltaicos como serviços ancilares para o SEP. Esta aplicação envolve interesses locais.

Quanto aos objetivos, classifica-se o presente projeto de graduação como pesquisa exploratória, considerando que visa proporcionar mais informações sobre o assunto, bem como orientar a fixação dos objetivos.

Em relação aos procedimentos, classifica-se este projeto de graduação como pesquisa experimental, visto que são selecionadas as variáveis capazes de influenciar o objeto de estudo, além de estudar a relação entre fenômenos. O projeto de graduação proposto relaciona geração de potências ativa e reativa com valores de tensão na rede.

Do ponto de vista da forma de abordagem do problema, este projeto é classificado como pesquisa quantitativa, visto que por meio do fluxo de potência vai ser possível obter valores de grandezas.

4.2 Etapas de Desenvolvimento

4.2.1 1ª Etapa: Estudo da bibliografia

Nesta etapa, realizou-se o estudo da literatura relativa aos temas abrangentes neste trabalho. Houve o estudo do que compõe uma rede de distribuição de energia elétrica e de seus parâmetros. Em relação a geração distribuída, estudou-se o que compõe este sistema, e as funções de seus principais componentes. Estudou-se o princípio de geração de energia reativa pelos sistemas de geração distribuída fotovoltaica, especificamente em relação ao inversor. Em relação ao algoritmo de fluxo de potência, houve estudo sobre os principais *softwares* e o que seria mais adequado para este trabalho.

4.2.2 2ª Etapa: Escolha e estudo do *software* OpenDSS

Nesta etapa, optou-se pela escolha do *software* OpenDSS. De todos os *softwares* de simulação de fluxo de potência, escolheu-se este devido à 2 fatores: *Software* gratuito e portador de modelos de redes de distribuição do IEEE, tais como de 13, 34, 37 e 124 barras.

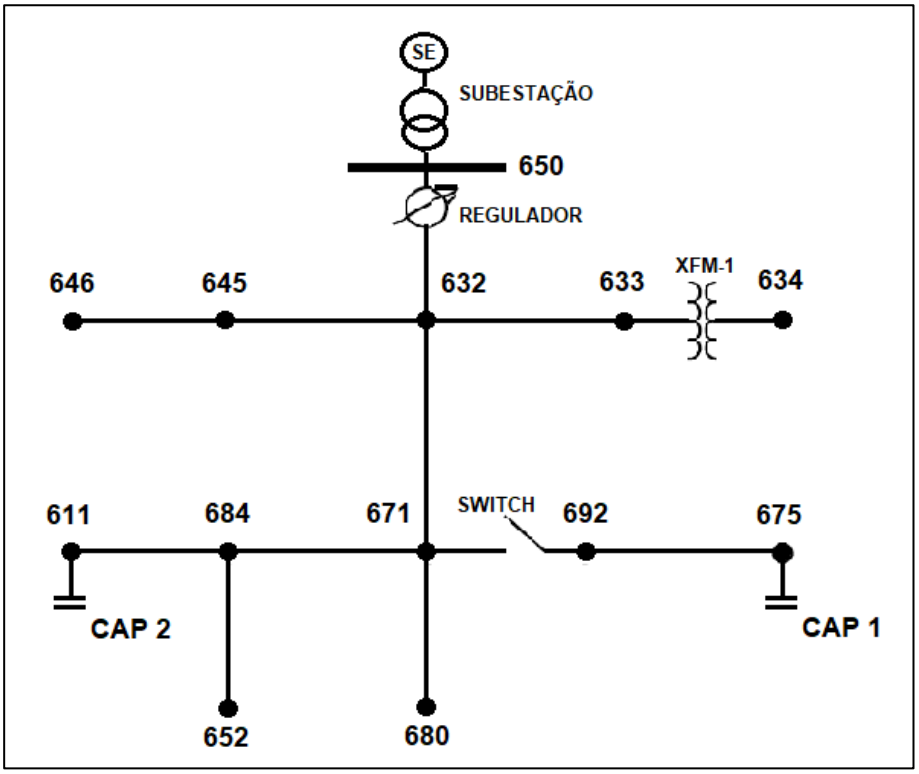
Inicialmente, este trabalho tinha como meta o desenvolvimento do algoritmo de fluxo de potência no *software* MATLAB. O objetivo foi alterado pelos seguintes fatores: Para o uso do *software* MATLAB seria necessária uma licença; A construção do algoritmo se inviabilizaria para testes com elevado número de barras e com elevada quantidade de simulação, visto que cada alteração necessitária de uma alteração significativa na estrutura do algoritmo; Dificuldade de validação do algoritmo, o que se difere de um *software* já validado pelas concessionárias de energia, como é o caso do OpenDSS.

O estudo do *software* teve como base o estudo desenvolvimento pelo Me. Engenheiro Paulo Radazt, através do Trabalho de Conclusão de Curso de Freitas (2015). O autor em questão é uma referência em relação ao *software* OpenDSS no Brasil. Ele é engenheiro e cientista na empresa responsável pela construção do *software*, o EPRI. No campo acadêmico, Paulo realizou estudos sobre o *software* em sua monografia e dissertação de mestrado. No campo profissional, além do EPRI, Paulo atua como Youtuber com vídeo aulas sobre o uso do *software*.

4.2.3 3ª Etapa: Escolha e modelagem da rede de distribuição IEEE

Para esta etapa, escolheu-se a rede de distribuição IEEE de 13 barras. Esta escolha teve como base a modelagem já realizada da rede desenvolvido no *software* escolhido na etapa anterior, que é a mesma utilizada por Freitas (2015). A rede de distribuição modelada pode ser visualizada na Figura 9.

Figura 9 — Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras



Fonte: Freitas (2015, p. 92)

Nota: Adaptado pelo autor.

A nomenclatura e posição das linhas da rede de distribuição para este trabalho, podem ser visualizadas na Tabela 1. Observa-se que cada linha é formada por duas barras.

Tabela 1 — Parâmetros das linhas da rede

Barra A	Barra B	Comprimento km	Linha
632	**645**	0,1524	603
632	**633**	0,1524	602
633	**634**	0	XFM-1
645	**646**	0,0914	603
650	**632**	0,6096	601
684	**652**	0,2438	607
632	**671**	0,6096	601
671	**684**	0,0914	604
671	**680**	0,3048	601
671	**692**	0	SWITCH
684	**611**	0,0914	605
692	**675**	0,1524	606

Fonte: Freitas (2015, p. 95)

A composição das fases das linhas da rede de distribuição para este trabalho, pode ser visualizada na Tabela 2. Observa-se que as linhas modeladas podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas.

Tabela 2 — Fases das linhas da rede

Linha	Fases
601	B A C N
602	C A B N
603	C B N
604	A C N
605	C N
606	A B C N
607	A N

Fonte: Freitas (2015, p. 92)

A modelagem dos transformadores que compõem a rede pode ser visualizada na Tabela 3. Observa-se que ambos os transformadores são trifásicos.

Tabela 3 — Transformadores da rede

Transformador	Potência kVA	Tensão primária kV	Tensão secundária kV
Subestação	5000	115 - DELTA	4,16 – ESTRELA ATERRADA
XFM-1	500	4,16 – ESTRELA ATERRADA	0,48 – ESTRELA ATERRADA

Fonte: Freitas (2015, p. 95)

A modelagem das cargas concentradas que compõem a rede pode ser visualizada na Tabela 4. Observa-se que o modelo de cada carga varia.

Tabela 4 — Cargas da rede

Barra	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
911	Y-I	0	0	0	0	170	80
TOTAL		1158	606	973	627	1135	753

Fonte: Freitas (2015, p. 96)

A modelagem da carga distribuída que compõe a rede pode ser visualizada na Tabela 5.

Tabela 5 — Carga distribuída da rede

Barra A	Barra 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: Freitas (2015, p. 96)

A modelagem dos capacitores que compõem a rede pode ser visualizada na Tabela 6.

Tabela 6 — Capacitores da rede

Barra	Fase 1 kvar	Fase 2 kvar	Fase 3 kvar
675	200	200	200
611			100
TOTAL	200	200	300

Fonte: Freitas (2015, p. 95)

4.2.4 4ª Etapa: Simulação de uma rede IEEE de 13 barras

Para esta etapa, simulou-se a rede modelada na etapa anterior no OpenDSS, resultando nos dados de potência descritos no Quadro 2 e de tensão na Tabela 7.

Quadro 2 — Potências fornecidas pela Subestação

Grandezas	Valor
Potência ativa fornecida pela Subestação	3.567,1 kW
Potência reativa fornecida pela Subestação	1.736,4 kvar
Potência aparente fornecida pela Subestação	3.967,2 kVA
Perda de potência ativa total da rede	112,11 kW

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 7 — Tensões nas fases de cada barra, em pu

(continua)

Barras	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Barra REG	1,056	1,038	1,056
Barra 632	1,015	1,029	1,004
Barra 670	1,004	1,032	0,990
Barra 671	0,983	1,040	0,965
Barra 680	0,983	1,040	0,965
Barra 633	1,012	1,027	1,002
Barra 645		1,020	1,003

Tabela 7 — Tensões nas fases de cada barra, em pu

(conclusão)

Barras	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Barra 646		1,018	1,000
Barra 692	0,983	1,040	0,965
Barra 675	0,976	1,043	0,963
Barra 684	0,981		0,963
Barra 611			0,961
Barra 652	0,976		
Barra 634	0,987	1,009	0,983
Barra 650	1,000	1,000	1,000

Fonte: Produção do próprio autor.

Para validação dos dados obtidos na simulação e apresentados nas Tabelas 6 e 7, comparou-se com os dados fornecidos pela IEEE em IEEE (2017). A comparação dos dados relacionados às potências pode ser visualizada na Tabela 8. A comparação dos dados relacionados às tensões pode ser visualizada na Tabela 9.

Tabela 8 — Comparação dos resultados simulados das potências

Grandezas	Simulação	IEEE	% Desvio
Potência ativa fornecida pela Subestação	3.567,10	3.577,2	0,28%
Potência reativa fornecida pela Subestação	1.736,40	1.724,8	0,67%
Potência aparente fornecida pela Subestação	3.967,20	3.971,3	0,10%
Perda de potência ativa total da rede	112,11	111,06	0,95%

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 9 — Comparação dos resultados simulados das tensões

Barras	Fase 1			Fase 2			Fase 3		
	Simulada	IEEE	% Desvio	Simulada	IEEE	% Desvio	Simulada	IEEE	% Desvio
REG	1,056	1,063	**0,61%**	1,038	1,050	**1,14%**	1,056	1,067	**1,03%**
632	1,015	1,021	**0,59%**	1,029	1,042	**1,25%**	1,004	1,017	**1,32%**
670	1,004			1,032			0,990		
671	0,983	0,990	**0,71%**	1,040	1,053	**1,23%**	0,965	0,978	**1,31%**
680	0,983	0,990	**0,71%**	1,040	1,053	**1,23%**	0,965	0,978	**1,31%**
633	1,012	1,018	**0,59%**	1,027	1,040	**1,26%**	1,002	1,015	**1,26%**
645				1,020	1,033	**1,25%**	1,003	1,016	**1,23%**
646				1,018	1,031	**1,27%**	1	1,013	**1,32%**
692	0,983	0,990	**0,71%**	1,040	1,053	**1,23%**	0,965	0,978	**1,30%**
675	0,976	0,984	**0,76%**	1,043	1,055	**1,17%**	0,963	0,976	**1,31%**
684	0,981	0,988	**0,72%**				0,963	0,976	**1,31%**
611							0,961	0,974	**1,31%**
652	0,976	0,983	**0,66%**						
634	0,987	0,994	**0,70%**	1,009	1,022	**1,25%**	0,983	0,996	**1,31%**
650	1	1	**0,00%**	1	1	**0,00%**	1	1	**0,00%**

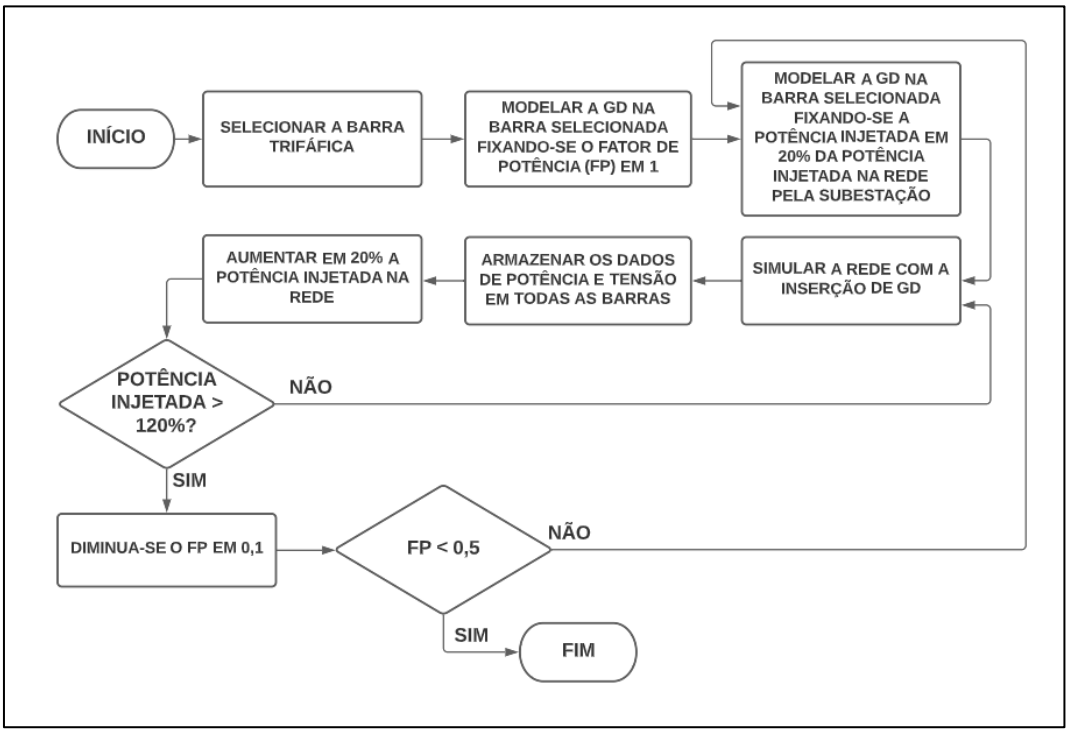
Fonte: Produção do próprio autor.

Pelas Tabela 8 e 9, pode-se analisar que o maior desvio apresentado foi de 1,32%. Sendo assim, pode-se concluir que a simulação foi satisfatória quanto aos resultados.

4.2.5 5ª Etapa: Simulação de uma rede IEEE de 13 barras com GD

Para esta etapa, escolheu-se 4 barras trifásicas para a simulação da rede de 13 barras em conjunto com a Geração Distribuída Fotovoltaica. A rede é composta das seguintes barras trifásicas: Barra 632, barra 633, barra 634, barra 670, barra 671, barra 675, barra 680 e barra 692. Das barras trifásicas, foram escolhidas as barras: barra 634, barra 670, barra 675 e barra 680. Para cada barra escolhida, realizou-se o procedimento descrito no fluxograma da Figura 10.

Figura 10 — Fluxograma da metodologia escolhida



Fonte: Produção do próprio autor.

Embora na prática haja a possibilidade de variação instantânea de FP ao longo de um dia, pelo inversor de frequência, este trabalho estabeleceu como metodologia a fixação do fator de potência para fins de facilitar a análise.

4.2.6 6ª Etapa: Análise das perdas totais da Rede

Selecionando-se a Barra 670 e aplicando-a à metodologia do fluxograma da Figura 10, foi possível montar a Tabela 10. Esta tabela mostra as perdas totais de potência ativa da rede, ao se injetar potência por uma GDFV alocada na barra em questão.

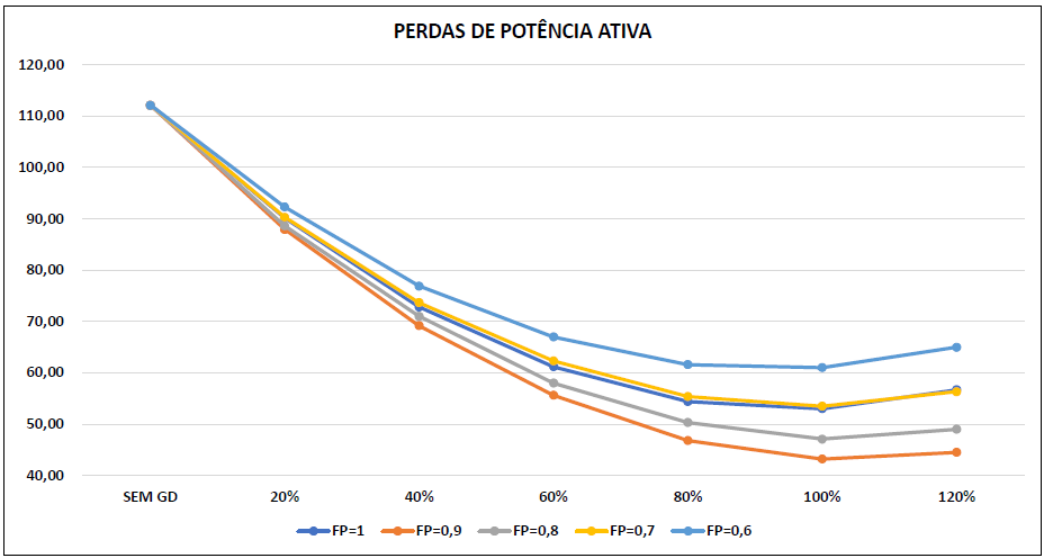
Tabela 10 — Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 670, em kW

% de GDFV	**FP = 1**	**FP = 0,9**	**FP = 0,8**	**FP = 0,7**	**FP = 0,6**
0%	112,11	112,11	112,11	112,11	112,11
20%	90,20	87,90	88,60	90,30	92,30
40%	72,80	69,20	71,00	73,70	76,90
60%	61,20	55,60	58,00	62,30	67,00
80%	54,40	46,80	50,30	55,40	61,60
100%	53,00	43,20	47,10	53,50	61,00
120%	56,70	44,50	49,00	56,30	65,00

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 10 pode ser vista graficamente no Gráfico 3.

Gráfico 3 — Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV na Barra 670, em kW



Fonte: Produção do próprio autor.

Pelo Gráfico 3 pode-se verificar que a curva onde ocorre menor perda de potência ativa na rede ocorre quando o fator de potência é 0,9. Uma constatação importante é que para todos os cenários houve queda de perda de energia ativa comparado ao cenário sem GDFV. Para a curva do fator de potência igual 0,9, o cenário em que há menor perda ocorre para uma injeção de 100% de potência pela GDFV.

Selecionando-se a Barra 675 e aplicando-a à metodologia do fluxograma da Figura 10, é possível montar a Tabela 11. Esta tabela mostra as perdas totais de potência ativa da rede, ao se injetar potência por uma GDFV alocada na barra em questão.

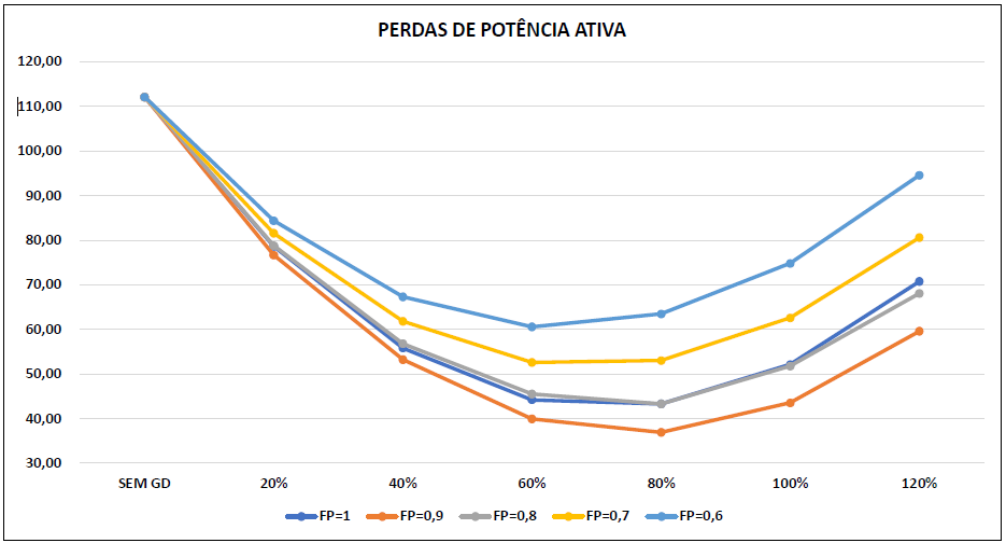
Tabela 11 — Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 675, em kW

% de GDFV	**FP = 1**	**FP = 0,9**	**FP = 0,8**	**FP = 0,7**	**FP = 0,6**
0%	112,11	112,11	112,11	112,11	112,11
20%	78,60	76,70	78,80	81,60	84,40
40%	55,80	53,20	56,80	61,80	67,30
60%	44,20	39,90	45,50	52,60	60,60
80%	43,30	36,90	43,30	53,00	63,50
100%	52,10	43,50	51,80	62,60	74,80
120%	70,80	59,60	68,10	80,60	94,60

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 11 pode ser vista graficamente no Gráfico 4.

Gráfico 4 — Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV na Barra 675, em kW



Fonte: Produção do próprio autor.

Pelo Gráfico 4 pode-se verificar que a curva onde ocorre menor perda de potência ativa na rede ocorre quando o fator de potência é 0,9. Uma constatação importante é que para todos os cenários houve queda de perda de energia ativa comparado ao cenário sem GDFV. Para a curva do fator de potência igual 0,9, o cenário em que há menor perda ocorre para uma injeção de 80% de potência pela GDFV.

Selecionando-se a Barra 680 e aplicando-a à metodologia do fluxograma da Figura 10, é possível montar a Tabela 12. Esta tabela mostra as perdas totais de potência ativa da rede, ao se injetar potência por uma GDFV alocada na barra em questão.

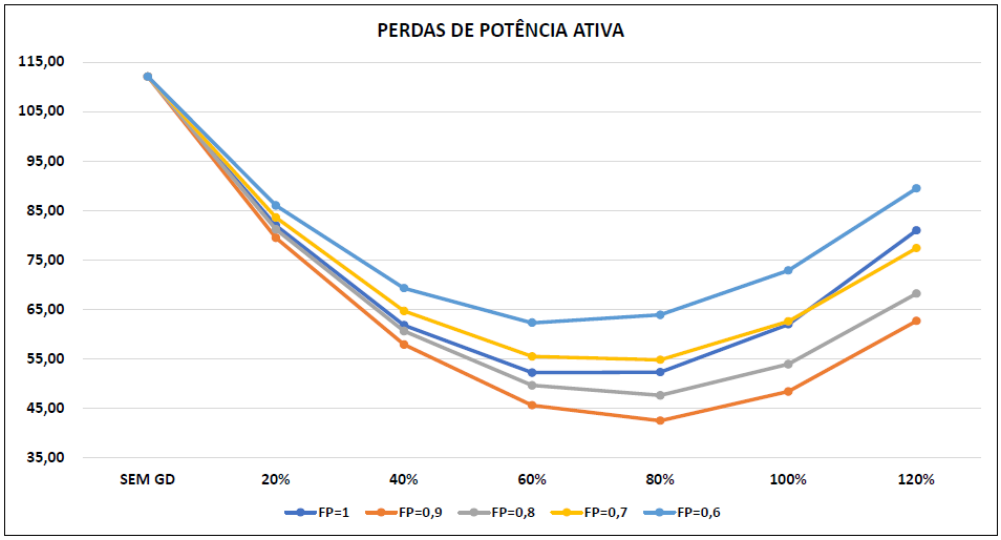
Tabela 12 — Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 680, em kW

% de GDFV	**FP = 1**	**FP = 0,9**	**FP = 0,8**	**FP = 0,7**	**FP = 0,6**
0%	112,11	112,11	112,11	112,11	112,11
20%	82,00	79,50	81,20	83,60	86,00
40%	61,80	57,90	60,60	64,70	69,30
60%	52,20	45,60	49,60	55,50	62,30
80%	52,30	42,50	47,60	54,80	63,90
100%	62,00	48,40	53,90	62,60	72,90
120%	81,00	62,70	68,20	77,40	89,50

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 12 pode ser visualizada graficamente no Gráfico 5.

Gráfico 5 — Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV na Barra 680, em kW



Fonte: Produção do próprio autor.

Pelo Gráfico 5 pode-se verificar que a curva onde ocorre menor perda de potência ativa na rede ocorre quando o fator de potência é 0,9. Uma constatação importante é que para todos os cenários houve queda de perda de energia ativa comparado ao cenário sem GDFV. Para a curva do fator de potência igual 0,9, o cenário em que há menor perda ocorre para uma injeção de 80% de potência pela GDFV.

Selecionando-se a Barra 634 e aplicando-a à metodologia do fluxograma da Figura 10, é possível montar as Tabela 13. Esta tabela mostra as perdas totais de potência ativa da rede, ao se injetar potência por uma GDFV alocada na barra em questão.

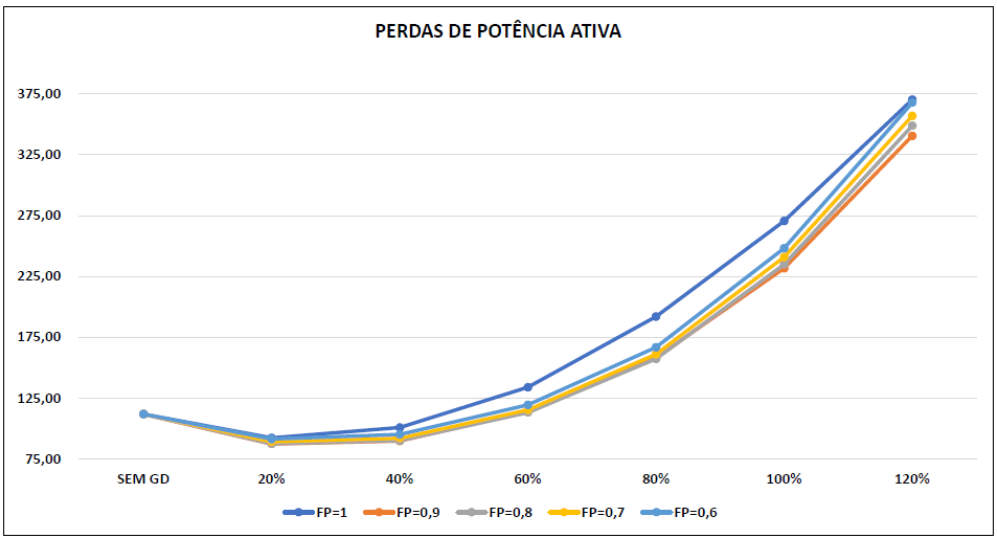
Tabela 13 — Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 634, em kW

% de GDFV	**FP = 1**	**FP = 0,9**	**FP = 0,8**	**FP = 0,7**	**FP = 0,6**
0%	112,11	112,11	112,11	112,11	112,11
20%	92,40	87,60	87,80	89,30	91,50
40%	100,80	89,90	90,40	92,20	95,40
60%	134,00	114,40	113,40	115,50	119,70
80%	192,10	158,50	157,30	161,20	166,80
100%	270,60	231,60	235,00	240,90	248,20
120%	370,10	340,40	348,80	356,80	367,70

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 13 pode ser visualizada graficamente no Gráfico 6.

Gráfico 6 — Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV na Barra 634, em kW



Fonte: Produção do próprio autor.

Pelo Gráfico 6 pode-se verificar que a curva onde ocorre menor perda de potência ativa na rede ocorre quando o fator de potência é 0,9. Diferente dos cenários ocorridos ao se inserir GDFV nas barras 670, 675 e 680, na Barra 634 há vários cenários em que a perdas totais de energia ativa superam ao cenário de simulação da rede sem GDFV. Analisando-se o motivo disso, chega-se ao resultado de que é devido ao transformador contido na Barra 634. O transformador, em questão, possui potência nominal de 500kVA.

No cenário sem GDFV, como já pode ser observado na 4ª Etapa, a potência fornecida pela Subestação em um cenário sem GDFV, é de 3.969,2 kVA. Considerando uma injeção de GDFV de 40%, tem-se uma potência ativa de 1.587,68 kVA. Considerando o consumo na carga da Barra 634 de 494,16 kVA, tem-se um fluxo de potência no transformador de 1.093,52 kVA, o que indica 218% a mais de potência comparado à potência nominal, portanto, o transformador está saturado e isso é o motivo pela elevação das perdas totais de potência ativa da rede.

Tendo como objetivo descobrir a influência da potência injetada pela GDFV na Barra 634, sem perdas ativas influenciadas pela saturação do transformador, optou-se pelo aumento da potência nominal do transformador de 500kVA para 5.000kVA. Os resultados podem ser visualizados na Tabela 14.

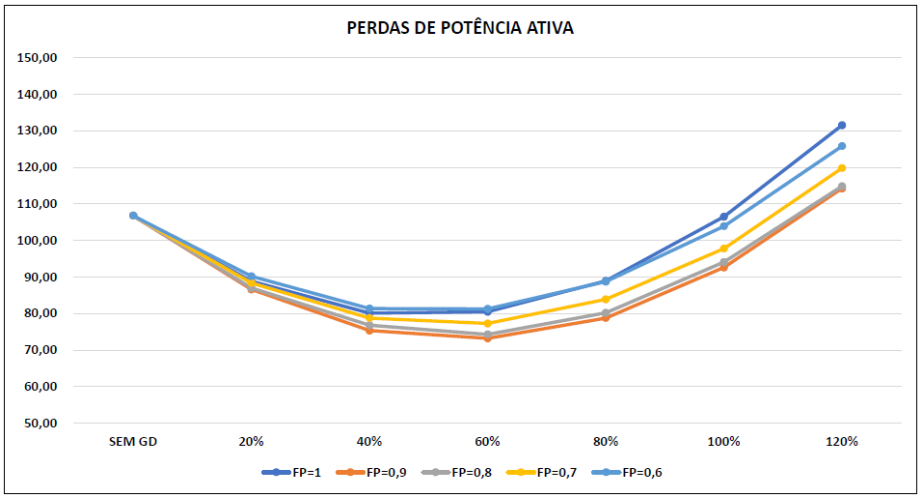
Tabela 14 — Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 634 com aumento na potência nominal do transformador, em kW

% de GDFV	**FP = 1**	**FP = 0,9**	**FP = 0,8**	**FP = 0,7**	**FP = 0,6**
0%	106,80	106,80	106,80	106,80	106,80
20%	88,80	86,60	87,00	88,40	90,20
40%	80,10	75,30	76,80	78,80	81,40
60%	80,50	73,20	74,30	77,30	81,30
80%	88,90	78,80	80,20	83,90	88,70
100%	106,50	92,60	94,10	97,80	103,90
120%	131,50	114,20	114,80	119,80	125,80

Fonte: Produção do próprio autor.

Os dados da Tabela 14 podem ser visualizados graficamente no Gráfico 7.

Gráfico 7 — Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV na Barra 634 com aumento na potência nominal do transformador, em kW



Fonte: Produção do próprio autor.

Pelo Gráfico 7 pode-se verificar que a curva onde ocorre menor perda de potência ativa na rede ocorre quando o fator de potência é 0,9. Para a curva do fator de potência igual 0,9, o cenário em que há menor perda ocorre para uma injeção de 60% de potência pela GDFV. Pode-se verificar que ainda há cenários em que as perdas de potência ativa são maiores do que o cenário sem GDFV, mas obteve-se uma curva mais coerente com as curvas apresentadas relativas à injeção por GDFV nas outras barras.

4.2.7 7ª Etapa: Análise das tensões nas barras

Tendo-se analisando o impacto da injeção de potência de GDFVs em relação à potência, nesta etapa o interesse é verificar a influência em relação à tensão.

As Tabelas 15, 16, 17 e 18, mostram dados das tensões nas barras a partir de injeção de potência por GDFV nas barras 670, 675, 680 e 634, respectivamente. A Tabela 19 mostra dados das tensões nas barras a partir de injeção de potência por GDFV na Barra 634, considerando o aumento da potência nominal do transformador.

Segundo a AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2022, p. 64), a faixa de tensão adequada para uma rede de distribuição é de 0,93 pu a 1,05 pu, considerando a tensão nominal nas barras. Sendo assim, os valores em vermelho nas Tabelas 15, 16, 17, 18 e 19, indicam onde se extrapolou o limite de tensão que garante a qualidade da energia elétrica.

Tabela 15 — Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 670, em pu

		FP = 1			FP = 0,9			FP = 0,8			FP = 0,7			FP = 0,6		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
BARRA REG	20%	1,050	1,038	1,050	1,050	1,031	1,050	1,050	1,031	1,050	1,044	1,031	1,050	1,044	1,031	1,044
	40%	1,050	1,031	1,050	1,038	1,025	1,044	1,038	1,025	1,038	1,038	1,019	1,038	1,038	1,019	1,038
	60%	1,044	1,031	1,044	1,031	1,019	1,031	1,031	1,013	1,031	1,025	1,013	1,025	1,025	1,013	1,025
	80%	1,044	1,025	1,044	1,025	1,013	1,025	1,019	1,006	1,019	1,019	1,000	1,019	1,019	1,000	1,019
	100%	1,038	1,025	1,038	1,019	1,006	1,019	1,013	1,000	1,013	1,006	1,000	1,006	1,006	1,000	1,006
	120%	1,031	1,019	1,038	1,013	1,000	1,013	1,000	1,000	1,000	1,000	0,994	1,000	1,000	0,994	1,000
BARRA 632	20%	1,013	1,030	1,002	1,016	1,028	1,006	1,017	1,029	1,007	1,011	1,030	1,008	1,011	1,031	1,002
	40%	1,017	1,025	1,006	1,011	1,026	1,008	1,013	1,029	1,003	1,014	1,024	1,005	1,014	1,025	1,005
	60%	1,015	1,026	1,004	1,012	1,025	1,002	1,015	1,022	1,006	1,010	1,025	1,001	1,011	1,027	1,002
	80%	1,019	1,021	1,007	1,013	1,023	1,003	1,011	1,022	1,002	1,013	1,019	1,004	1,013	1,022	1,006
	100%	1,017	1,022	1,004	1,015	1,022	1,004	1,013	1,022	1,004	1,009	1,026	1,001	1,010	1,029	1,002
	120%	1,015	1,016	1,007	1,016	1,020	1,005	1,009	1,028	1,000	1,012	1,027	1,003	1,013	1,030	1,005
BARRA 670	20%	1,004	1,034	0,989	1,008	1,032	0,994	1,009	1,034	0,996	1,003	1,035	0,996	1,004	1,036	0,990
	40%	1,010	1,029	0,994	1,005	1,032	0,998	1,008	1,036	0,995	1,009	1,032	0,996	1,010	1,033	0,997
	60%	1,009	1,030	0,993	1,009	1,033	0,995	1,013	1,031	1,000	1,008	1,035	0,996	1,009	1,037	0,997
	80%	1,015	1,025	0,997	1,013	1,033	0,999	1,011	1,033	0,998	1,014	1,032	1,002	1,015	1,035	1,004
	100%	1,013	1,026	0,996	1,016	1,033	1,002	1,016	1,035	1,003	1,013	1,040	1,001	1,015	1,044	1,004
	120%	1,013	1,021	1,000	1,020	1,033	1,005	1,015	1,043	1,002	1,019	1,043	1,007	1,021	1,048	1,010
BARRA 671	20%	0,982	1,042	0,964	0,987	1,041	0,969	0,988	1,042	0,971	0,982	1,044	0,972	0,982	1,044	0,965
	40%	0,988	1,037	0,970	0,984	1,041	0,973	0,987	1,044	0,970	0,988	1,040	0,972	0,989	1,042	0,973
	60%	0,988	1,039	0,968	0,988	1,041	0,971	0,992	1,040	0,975	0,987	1,043	0,971	0,988	1,046	0,973
	80%	0,993	1,033	0,973	0,992	1,041	0,974	0,990	1,042	0,974	0,993	1,040	0,977	0,994	1,043	0,979
	100%	0,992	1,035	0,971	0,995	1,041	0,978	0,995	1,043	0,979	0,992	1,049	0,977	0,994	1,053	0,979
	120%	0,992	1,029	0,975	0,999	1,041	0,981	0,994	1,051	0,978	0,998	1,052	0,983	1,000	1,056	0,986
BARRA 680	20%	0,982	1,042	0,964	0,987	1,041	0,969	0,988	1,042	0,971	0,982	1,044	0,972	0,982	1,044	0,965
	40%	0,988	1,037	0,970	0,984	1,041	0,973	0,987	1,044	0,970	0,988	1,040	0,972	0,989	1,042	0,973
	60%	0,988	1,039	0,968	0,988	1,041	0,971	0,992	1,040	0,975	0,987	1,043	0,971	0,988	1,046	0,973
	80%	0,993	1,033	0,973	0,992	1,041	0,974	0,990	1,042	0,974	0,993	1,040	0,977	0,994	1,043	0,979
	100%	0,992	1,035	0,971	0,995	1,041	0,978	0,995	1,043	0,979	0,992	1,049	0,977	0,994	1,053	0,979
	120%	0,992	1,029	0,975	0,999	1,041	0,981	0,994	1,051	0,978	0,998	1,052	0,983	1,000	1,056	0,986
BARRA 633	20%	1,010	1,029	0,999	1,013	1,026	1,003	1,014	1,027	1,005	1,008	1,028	1,005	1,008	1,029	0,999
	40%	1,014	1,023	1,004	1,008	1,024	1,005	1,010	1,027	1,001	1,011	1,022	1,002	1,011	1,024	1,003
	60%	1,012	1,024	1,001	1,009	1,023	1,000	1,012	1,021	1,003	1,007	1,023	0,999	1,008	1,025	1,000
	80%	1,016	1,019	1,005	1,010	1,021	1,001	1,008	1,020	0,999	1,010	1,018	1,001	1,010	1,020	1,003
	100%	1,014	1,020	1,002	1,012	1,020	1,002	1,010	1,020	1,001	1,006	1,024	0,998	1,007	1,027	1,000
	120%	1,012	1,014	1,005	1,013	1,018	1,003	1,006	1,026	0,997	1,009	1,025	1,001	1,010	1,028	1,003
BARRA 645	20%		1,021	1,000		1,019	1,004		1,020	1,005		1,021	1,006		1,021	1,000
	40%		1,016	1,004		1,017	1,006		1,020	1,001		1,015	1,003		1,016	1,003
	60%		1,017	1,002		1,016	1,000		1,013	1,004		1,016	0,999		1,018	1,000
	80%		1,012	1,005		1,014	1,002		1,013	1,000		1,010	1,002		1,013	1,004
	100%		1,012	1,002		1,013	1,003		1,013	1,002		1,017	0,999		1,020	1,001
	120%		1,007	1,006		1,011	1,003		1,018	0,998		1,017	1,001		1,021	1,004
BARRA 646	20%		1,020	0,998		1,017	1,002		1,018	1,003		1,019	1,004		1,020	0,998
	40%		1,014	1,002		1,015	1,004		1,018	0,999		1,013	1,001		1,015	1,001
	60%		1,015	1,000		1,014	0,998		1,012	1,002		1,014	0,997		1,016	0,998
	80%		1,010	1,003		1,012	1,000		1,011	0,998		1,009	1,000		1,011	1,002
	100%		1,011	1,000		1,011	1,001		1,011	1,000		1,015	0,997		1,018	0,998
	120%		1,005	1,003		1,009	1,001		1,017	0,996		1,016	0,999		1,019	1,001
BARRA 692	20%	0,982	1,042	0,964	0,987	1,041	0,969	0,988	1,042	0,971	0,982	1,044	0,972	0,982	1,044	0,965
	40%	0,988	1,037	0,969	0,984	1,041	0,973	0,987	1,044	0,970	0,988	1,040	0,972	0,988	1,042	0,973
	60%	0,987	1,039	0,968	0,988	1,041	0,970	0,992	1,040	0,975	0,987	1,043	0,971	0,988	1,046	0,973
	80%	0,993	1,033	0,973	0,992	1,041	0,974	0,990	1,042	0,974	0,993	1,040	0,977	0,994	1,043	0,979
	100%	0,992	1,035	0,971	0,995	1,041	0,978	0,995	1,043	0,979	0,992	1,049	0,977	0,994	1,053	0,979
	120%	0,992	1,029	0,975	0,999	1,041	0,981	0,994	1,051	0,978	0,998	1,052	0,983	1,000	1,056	0,986
BARRA 675	20%	0,976	1,045	0,962	0,980	1,043	0,967	0,982	1,045	0,969	0,975	1,046	0,970	0,976	1,047	0,963
	40%	0,982	1,039	0,968	0,977	1,043	0,971	0,980	1,047	0,968	0,981	1,042	0,970	0,982	1,044	0,971
	60%	0,981	1,041	0,966	0,981	1,043	0,969	0,985	1,042	0,973	0,981	1,046	0,969	0,982	1,048	0,971
	80%	0,987	1,036	0,971	0,985	1,043	0,972	0,984	1,044	0,972	0,986	1,042	0,975	0,988	1,045	0,977
	100%	0,986	1,037	0,969	0,989	1,043	0,976	0,989	1,046	0,977	0,986	1,051	0,975	0,987	1,055	0,977
	120%	0,985	1,031	0,973	0,993	1,043	0,979	0,987	1,053	0,976	0,991	1,054	0,981	0,993	1,059	0,984
BARRA 684	20%	0,980		0,962	0,985		0,967	0,986		0,969	0,980		0,970	0,981		0,963
	40%	0,986		0,968	0,982		0,971	0,985		0,968	0,986		0,970	0,987		0,971
	60%	0,986		0,966	0,986		0,969	0,990		0,973	0,985		0,969	0,986		0,971
	80%	0,992		0,971	0,990		0,972	0,988		0,972	0,991		0,975	0,992		0,977
	100%	0,990		0,969	0,993		0,976	0,993		0,977	0,990		0,975	0,992		0,977
	120%	0,990		0,973	0,997		0,979	0,992		0,976	0,996		0,981	0,998		0,984
BARRA 611	20%			0,960			0,965			0,967			0,968			0,961
	40%			0,965			0,969			0,966			0,968			0,969
	60%			0,964			0,967			0,971			0,967			0,969
	80%			0,969			0,970			0,970			0,973			0,975
	100%			0,967			0,974			0,975			0,973			0,975
	120%			0,971			0,977			0,974			0,980			0,982
BARRA 652	20%	0,975			0,979			0,981			0,975			0,975		
	40%	0,981			0,977			0,979			0,981			0,981		
	60%	0,980			0,981			0,984			0,980			0,981		
	80%	0,986			0,984			0,983			0,985			0,987		
	100%	0,985			0,988			0,988			0,985			0,986		
	120%	0,984			0,992			0,986			0,990			0,992		
BARRA 634	20%	0,985	1,010	0,980	0,989	1,007	0,984	0,990	1,008	0,986	0,983	1,009	0,986	0,984	1,010	0,980
	40%	0,990	1,005	0,985	0,984	1,006	0,986	0,985	1,008	0,981	0,986	1,004	0,983	0,987	1,005	0,983
	60%	0,988	1,006	0,982	0,985	1,004	0,981	0,988	1,002	0,984	0,983	1,004	0,979	0,983	1,006	0,980
	80%	0,992	1,000	0,985	0,986	1,003	0,982	0,983	1,002	0,980	0,985	0,999	0,982	0,986	1,001	0,984
	100%	0,990	1,001	0,982	0,987	1,001	0,983	0,986	1,001	0,982	0,982	1,006	0,979	0,983	1,009	0,981
	120%	0,988	0,995	0,986	0,989	0,999	0,983	0,981	1,007	0,978	0,984	1,006	0,982	0,986	1,010	0,984
BARRA 650	20%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	40%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	60%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	80%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	100%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	120%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 16 — Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 675, em pu

		FP = 1			FP = 0,9			FP = 0,8			FP = 0,7			FP = 0,6		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
BARRA REG	20%	1,050	1,038	1,050	1,050	1,031	1,050	1,044	1,031	1,050	1,044	1,031	1,044	1,044	1,031	1,044
	40%	1,050	1,031	1,050	1,038	1,025	1,038	1,038	1,025	1,038	1,038	1,019	1,038	1,038	1,019	1,038
	60%	1,044	1,031	1,044	1,031	1,019	1,031	1,025	1,013	1,025	1,025	1,013	1,025	1,025	1,013	1,025
	80%	1,038	1,025	1,038	1,025	1,013	1,025	1,019	1,006	1,019	1,019	1,006	1,019	1,013	1,000	1,013
	100%	1,038	1,025	1,038	1,013	1,006	1,019	1,006	1,000	1,013	1,006	1,000	1,006	1,006	1,000	1,006
	120%	1,031	1,025	1,038	1,006	1,000	1,006	1,000	1,000	1,000	1,000	0,994	1,000	1,000	0,994	1,000
BARRA 632	20%	1,014	1,030	1,003	1,017	1,027	1,007	1,011	1,029	1,008	1,012	1,030	1,002	1,012	1,030	1,002
	40%	1,019	1,025	1,007	1,013	1,026	1,002	1,014	1,028	1,005	1,015	1,024	1,006	1,015	1,025	1,006
	60%	1,017	1,025	1,005	1,014	1,024	1,004	1,011	1,021	1,001	1,012	1,024	1,003	1,012	1,026	1,004
	80%	1,015	1,020	1,002	1,016	1,022	1,005	1,013	1,021	1,003	1,015	1,024	1,006	1,009	1,020	1,001
	100%	1,020	1,020	1,005	1,011	1,020	1,006	1,009	1,020	1,005	1,011	1,024	1,002	1,012	1,027	1,004
	120%	1,018	1,020	1,008	1,012	1,017	1,000	1,011	1,025	1,001	1,014	1,024	1,004	1,015	1,028	1,006
BARRA 670	20%	1,005	1,033	0,990	1,009	1,032	0,995	1,004	1,034	0,997	1,005	1,035	0,991	1,005	1,036	0,991
	40%	1,012	1,028	0,996	1,008	1,032	0,993	1,010	1,035	0,996	1,011	1,031	0,998	1,011	1,033	0,999
	60%	1,011	1,029	0,995	1,012	1,031	0,998	1,009	1,030	0,996	1,011	1,033	0,998	1,012	1,036	0,999
	80%	1,011	1,023	0,993	1,016	1,031	1,001	1,015	1,031	1,001	1,017	1,036	1,004	1,011	1,033	0,999
	100%	1,017	1,024	0,997	1,014	1,030	1,004	1,014	1,032	1,005	1,016	1,038	1,003	1,017	1,042	1,005
	120%	1,016	1,024	1,001	1,017	1,029	1,001	1,018	1,039	1,004	1,022	1,040	1,008	1,023	1,044	1,011
BARRA 671	20%	0,986	1,042	0,968	0,993	1,043	0,976	0,989	1,046	0,978	0,989	1,048	0,973	0,990	1,049	0,973
	40%	0,996	1,037	0,976	0,997	1,046	0,979	1,000	1,051	0,984	1,002	1,048	0,986	1,003	1,050	0,987
	60%	0,999	1,039	0,978	1,006	1,048	0,988	1,005	1,050	0,988	1,008	1,055	0,992	1,009	1,058	0,994
	80%	1,001	1,034	0,978	1,015	1,051	0,997	1,016	1,055	0,999	1,020	1,061	1,004	1,015	1,060	1,004
	100%	1,010	1,035	0,984	1,018	1,053	1,004	1,021	1,059	1,009	1,025	1,068	1,009	1,027	1,073	1,012
	120%	1,012	1,035	0,990	1,026	1,055	1,005	1,031	1,070	1,013	1,036	1,074	1,020	1,039	1,081	1,023
BARRA 680	20%	0,986	1,042	0,968	0,993	1,043	0,976	0,989	1,046	0,978	0,989	1,048	0,973	0,990	1,049	0,973
	40%	0,996	1,037	0,976	0,997	1,046	0,979	1,000	1,051	0,984	1,002	1,048	0,986	1,003	1,050	0,987
	60%	0,999	1,039	0,978	1,006	1,048	0,988	1,005	1,050	0,988	1,008	1,055	0,992	1,009	1,058	0,994
	80%	1,001	1,034	0,978	1,015	1,051	0,997	1,016	1,055	0,999	1,020	1,061	1,004	1,015	1,060	1,004
	100%	1,010	1,035	0,984	1,018	1,053	1,004	1,021	1,059	1,009	1,025	1,068	1,009	1,027	1,073	1,012
	120%	1,012	1,035	0,990	1,026	1,055	1,005	1,031	1,070	1,013	1,036	1,074	1,020	1,039	1,081	1,023
BARRA 633	20%	1,011	1,028	1,000	1,014	1,026	1,004	1,008	1,027	1,005	1,009	1,028	0,999	1,009	1,028	1,000
	40%	1,016	1,023	1,005	1,009	1,024	1,000	1,011	1,026	1,002	1,012	1,022	1,003	1,012	1,023	1,004
	60%	1,014	1,023	1,002	1,011	1,022	1,001	1,008	1,020	0,998	1,009	1,022	1,000	1,009	1,024	1,001
	80%	1,012	1,018	0,999	1,013	1,020	1,003	1,010	1,019	1,001	1,012	1,022	1,003	1,006	1,018	0,998
	100%	1,017	1,018	1,003	1,008	1,018	1,003	1,006	1,018	1,003	1,008	1,022	0,999	1,009	1,025	1,001
	120%	1,015	1,018	1,006	1,009	1,015	0,998	1,008	1,023	0,998	1,011	1,022	1,002	1,012	1,026	1,003
BARRA 645	20%		1,021	1,001		1,018	1,005		1,020	1,006		1,020	1,000		1,021	1,000
	40%		1,015	1,006		1,017	1,001		1,019	1,003		1,014	1,004		1,016	1,005
	60%		1,016	1,003		1,015	1,002		1,012	0,999		1,015	1,001		1,016	1,002
	80%		1,010	1,000		1,013	1,003		1,012	1,002		1,015	1,004		1,011	0,999
	100%		1,011	1,003		1,010	1,004		1,011	1,003		1,015	1,000		1,018	1,002
	120%		1,011	1,006		1,008	0,998		1,016	0,999		1,015	1,002		1,018	1,004
BARRA 646	20%		1,019	0,999		1,017	1,003		1,018	1,004		1,019	0,998		1,019	0,998
	40%		1,014	1,004		1,015	0,998		1,017	1,001		1,013	1,002		1,014	1,003
	60%		1,015	1,001		1,013	1,000		1,011	0,997		1,013	0,999		1,015	1,000
	80%		1,009	0,998		1,011	1,001		1,010	0,999		1,013	1,002		1,009	0,997
	100%		1,009	1,001		1,009	1,002		1,009	1,001		1,013	0,998		1,016	1,000
	120%		1,009	1,004		1,006	0,996		1,014	0,997		1,013	1,000		1,017	1,002
BARRA 692	20%	0,986	1,042	0,968	0,993	1,043	0,976	0,988	1,046	0,978	0,989	1,048	0,973	0,990	1,049	0,973
	40%	0,996	1,038	0,976	0,997	1,046	0,979	1,000	1,051	0,984	1,002	1,048	0,986	1,003	1,051	0,987
	60%	0,999	1,039	0,978	1,006	1,049	0,988	1,005	1,050	0,989	1,008	1,055	0,992	1,009	1,058	0,994
	80%	1,001	1,034	0,978	1,016	1,051	0,997	1,016	1,055	0,999	1,020	1,062	1,004	1,015	1,060	1,001
	100%	1,010	1,035	0,984	1,018	1,053	1,005	1,021	1,060	1,009	1,025	1,068	1,010	1,027	1,074	1,013
	120%	1,012	1,036	0,990	1,027	1,055	1,006	1,031	1,070	1,013	1,037	1,074	1,020	1,039	1,081	1,024
BARRA 675	20%	0,982	1,046	0,967	0,989	1,048	0,976	0,985	1,050	0,979	0,986	1,052	0,973	0,986	1,053	0,974
	40%	0,994	1,043	0,978	0,996	1,052	0,982	0,999	1,058	0,987	1,001	1,055	0,989	1,002	1,057	0,990
	60%	0,999	1,047	0,981	1,008	1,057	0,993	1,007	1,059	0,994	1,010	1,063	0,998	1,011	1,067	0,999
	80%	1,004	1,043	0,983	1,020	1,061	1,004	1,021	1,066	1,007	1,024	1,072	1,012	1,019	1,070	1,008
	100%	1,014	1,046	0,991	1,025	1,065	1,014	1,028	1,072	1,019	1,032	1,080	1,019	1,033	1,086	1,022
	120%	1,018	1,048	0,999	1,036	1,070	1,017	1,040	1,085	1,025	1,045	1,088	1,032	1,047	1,095	1,035
BARRA 684	20%	0,985		0,966	0,991		0,974	0,987		0,976	0,988		0,971	0,988		0,971
	40%	0,994		0,974	0,995		0,977	0,998		0,982	1,000		0,984	1,001		0,985
	60%	0,997		0,976	1,004		0,986	1,003		0,986	1,006		0,990	1,007		0,992
	80%	0,999		0,976	1,013		0,995	1,014		0,997	1,018		1,002	1,013		0,998
	100%	1,008		0,982	1,016		1,002	1,019		1,007	1,023		1,007	1,025		1,010
	120%	1,010		0,988	1,024		1,003	1,029		1,011	1,034		1,018	1,037		1,022
BARRA 611	20%			0,964			0,972			0,974			0,969			0,969
	40%			0,972			0,975			0,980			0,982			0,983
	60%			0,974			0,984			0,984			0,988			0,990
	80%			0,974			0,993			0,995			1,000			0,996
	100%			0,980			1,001			1,005			1,005			1,009
	120%			0,986			1,002			1,009			1,016			1,020
BARRA 652	20%	0,979			0,986			0,981			0,982			0,982		
	40%	0,989			0,989			0,993			0,995			0,995		
	60%	0,991			0,999			0,998			1,000			1,002		
	80%	0,994			1,008			1,009			1,012			1,008		
	100%	1,002			1,010			1,013			1,017			1,019		
	120%	1,004			1,019			1,023			1,028			1,031		
BARRA 634	20%	0,986	1,010	0,981	0,990	1,007	0,985	0,984	1,008	0,986	0,984	1,009	0,980	0,985	1,010	0,980
	40%	0,992	1,004	0,986	0,985	1,005	0,981	0,987	1,008	0,983	0,988	1,003	0,984	0,988	1,004	0,985
	60%	0,990	1,005	0,983	0,987	1,003	0,982	0,983	1,001	0,979	0,984	1,003	0,981	0,985	1,005	0,982
	80%	0,988	0,999	0,980	0,989	1,001	0,984	0,986	1,000	0,982	0,987	1,004	0,984	0,982	1,000	0,979
	100%	0,993	0,999	0,984	0,984	0,999	0,984	0,982	0,999	0,984	0,984	1,004	0,980	0,985	1,006	0,982
	120%	0,990	0,999	0,987	0,985	0,997	0,978	0,984	1,004	0,979	0,986	1,003	0,983	0,987	1,007	0,984
BARRA 650	20%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	40%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	60%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	80%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	100%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	120%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 17 — Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 680, em pu

		FP = 1			FP = 0,9			FP = 0,8			FP = 0,7			FP = 0,6		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
BARRA REG	20%	1,050	1,038	1,050	1,050	1,031	1,050	1,044	1,031	1,050	1,044	1,031	1,044	1,044	1,031	1,044
	40%	1,050	1,031	1,050	1,038	1,025	1,038	1,038	1,025	1,038	1,038	1,019	1,038	1,038	1,019	1,038
	60%	1,044	1,031	1,044	1,031	1,019	1,031	1,025	1,013	1,031	1,025	1,013	1,025	1,025	1,013	1,025
	80%	1,038	1,025	1,044	1,025	1,013	1,025	1,019	1,006	1,019	1,019	1,006	1,019	1,013	1,000	1,013
	100%	1,038	1,025	1,038	1,019	1,006	1,019	1,013	1,000	1,013	1,006	1,000	1,006	1,006	1,000	1,006
	120%	1,031	1,025	1,038	1,013	1,000	1,013	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,994	1,000
BARRA 632	20%	1,013	1,030	1,003	1,017	1,028	1,007	1,011	1,029	1,008	1,012	1,030	1,002	1,012	1,030	1,002
	40%	1,018	1,025	1,007	1,012	1,026	1,002	1,014	1,028	1,004	1,015	1,024	1,005	1,015	1,025	1,006
	60%	1,016	1,025	1,004	1,014	1,024	1,003	1,010	1,022	1,007	1,011	1,024	1,002	1,012	1,026	1,003
	80%	1,015	1,019	1,008	1,015	1,022	1,004	1,012	1,021	1,002	1,014	1,024	1,005	1,008	1,020	1,000
	100%	1,019	1,019	1,004	1,016	1,019	1,005	1,014	1,020	1,004	1,010	1,024	1,001	1,011	1,027	1,002
	120%	1,016	1,019	1,006	1,017	1,017	1,005	1,010	1,025	0,999	1,013	1,030	1,003	1,014	1,027	1,004
BARRA 670	20%	1,005	1,033	0,990	1,009	1,032	0,995	1,004	1,034	0,997	1,004	1,035	0,991	1,005	1,036	0,991
	40%	1,011	1,028	0,995	1,007	1,032	0,993	1,009	1,035	0,996	1,011	1,031	0,997	1,011	1,033	0,998
	60%	1,011	1,029	0,994	1,011	1,031	0,997	1,008	1,030	1,001	1,010	1,033	0,997	1,011	1,036	0,998
	80%	1,010	1,023	0,998	1,015	1,031	1,000	1,014	1,031	0,999	1,016	1,036	1,003	1,011	1,033	0,998
	100%	1,015	1,023	0,995	1,019	1,030	1,003	1,018	1,032	1,004	1,015	1,038	1,002	1,016	1,041	1,004
	120%	1,014	1,023	0,998	1,022	1,028	1,005	1,017	1,039	1,002	1,020	1,045	1,006	1,022	1,044	1,009
BARRA 671	20%	0,986	1,042	0,967	0,993	1,043	0,976	0,988	1,046	0,978	1,989	1,048	0,972	0,990	1,049	0,973
	40%	0,995	1,037	0,976	0,996	1,046	0,978	1,000	1,051	0,983	1,002	1,048	0,985	1,002	1,051	0,987
	60%	0,998	1,039	0,976	1,005	1,048	0,987	1,004	1,050	0,994	1,007	1,055	0,991	1,008	1,058	0,993
	80%	1,000	1,033	0,983	1,014	1,051	0,995	1,015	1,055	0,997	1,019	1,061	1,002	1,014	1,060	0,999
	100%	1,008	1,034	0,981	1,022	1,052	1,002	1,025	1,059	1,007	1,023	1,067	1,007	1,026	1,073	1,010
	120%	1,009	1,034	0,986	1,030	1,054	1,008	1,029	1,069	1,010	1,034	1,079	1,017	1,037	1,080	1,020
BARRA 680	20%	0,988	1,043	0,969	0,997	1,046	0,979	0,992	1,049	0,982	0,994	1,051	0,977	0,994	1,052	0,978
	40%	0,999	1,038	0,979	1,003	1,051	0,985	1,008	1,057	0,991	1,010	1,055	0,994	1,011	1,058	0,996
	60%	1,003	1,040	0,981	1,016	1,055	0,998	1,017	1,059	1,006	1,020	1,065	1,004	1,022	1,069	1,007
	80%	1,008	1,035	0,989	1,028	1,060	1,009	1,031	1,066	1,013	1,036	1,074	1,020	1,032	1,074	1,017
	100%	1,017	1,036	0,989	1,040	1,064	1,019	1,045	1,073	1,027	1,045	1,084	1,028	1,048	1,091	1,032
	120%	1,021	1,036	0,996	1,051	1,068	1,028	1,053	1,086	1,033	1,060	1,098	1,042	1,063	1,101	1,047
BARRA 633	20%	1,010	1,028	1,000	1,014	1,026	1,004	1,008	1,027	1,005	1,008	1,028	0,999	1,009	1,028	0,999
	40%	1,015	1,023	1,004	1,009	1,024	0,999	1,011	1,026	1,002	1,012	1,022	1,003	1,012	1,023	1,003
	60%	1,013	1,023	1,002	1,011	1,022	1,001	1,007	1,020	1,004	1,008	1,022	0,999	1,009	1,024	1,000
	80%	1,012	1,017	1,005	1,012	1,020	1,002	1,009	1,019	1,000	1,011	1,022	1,002	1,005	1,018	0,997
	100%	1,016	1,017	1,001	1,013	1,018	1,002	1,011	1,018	1,001	1,007	1,022	0,998	1,008	1,025	1,000
	120%	1,013	1,017	1,004	1,014	1,015	1,002	1,007	1,023	0,997	1,010	1,028	1,000	1,011	1,026	1,002
BARRA 645	20%		1,021	1,001		1,018	1,005		1,020	1,006		1,021	1,000		1,021	1,000
	40%		1,015	1,005		1,017	1,000		1,019	1,002		1,015	1,004		1,016	1,004
	60%		1,016	1,002		1,015	1,002		1,012	1,005		1,015	1,000		1,017	1,001
	80%		1,010	1,006		1,013	1,002		1,011	1,001		1,015	1,003		1,011	0,998
	100%		1,010	1,002		1,010	1,003		1,011	1,002		1,015	0,999		1,018	1,000
	120%		1,010	1,004		1,008	1,003		1,015	0,997		1,021	1,001		1,018	1,003
BARRA 646	20%		1,019	0,999		1,017	1,003		1,018	1,004		1,019	0,998		1,019	0,998
	40%		1,014	1,003		1,015	0,998		1,017	1,000		1,013	1,002		1,014	1,002
	60%		1,014	1,000		1,013	0,999		1,011	1,003		1,013	0,998		1,015	0,999
	80%		1,008	1,004		1,011	1,000		1,010	0,998		1,013	1,001		1,009	0,996
	100%		1,008	1,000		1,009	1,001		1,009	1,000		1,013	0,997		1,016	0,998
	120%		1,008	1,002		1,006	1,001		1,014	0,995		1,019	0,999		1,016	1,001
BARRA 692	20%	0,986	1,042	0,967	0,993	1,043	0,975	0,988	1,046	0,978	0,989	1,048	0,972	0,989	1,049	0,973
	40%	0,995	1,037	0,976	0,996	1,046	0,978	0,999	1,051	0,983	1,001	1,048	0,985	1,002	1,051	0,987
	60%	0,997	1,039	0,976	1,005	1,048	0,987	1,004	1,050	0,994	1,007	1,055	0,991	1,008	1,058	0,993
	80%	1,000	1,033	0,983	1,014	1,051	0,995	1,015	1,055	0,997	1,018	1,061	1,002	1,014	1,060	0,999
	100%	1,008	1,034	0,981	1,022	1,052	1,002	1,025	1,059	1,007	1,023	1,067	1,007	1,025	1,073	1,010
	120%	1,009	1,034	0,986	1,030	1,054	1,008	1,028	1,069	1,010	1,034	1,079	1,017	1,037	1,080	1,020
BARRA 675	20%	0,979	1,045	0,965	0,986	1,046	0,974	0,982	1,048	0,976	0,983	1,050	0,970	0,983	1,051	0,971
	40%	0,989	1,040	0,974	0,989	1,048	0,976	0,993	1,053	0,981	0,995	1,051	0,983	0,996	1,053	0,985
	60%	0,991	1,041	0,974	0,999	1,051	0,985	0,998	1,052	0,992	1,001	1,057	0,989	1,002	1,061	0,991
	80%	0,993	1,035	0,981	1,007	1,053	0,993	1,008	1,057	0,995	1,012	1,064	1,001	1,008	1,062	0,997
	100%	1,001	1,036	0,979	1,016	1,055	1,000	1,019	1,061	1,005	1,017	1,070	1,005	1,019	1,075	1,008
	120%	1,003	1,036	0,984	1,024	1,056	1,006	1,022	1,071	1,008	1,028	1,081	1,015	1,031	1,083	1,019
BARRA 684	20%	0,984		0,965	0,991		0,974	0,986		0,976	0,987		0,970	0,988		0,971
	40%	0,993		0,974	0,994		0,976	0,998		0,989	0,999		0,983	1,000		0,985
	60%	0,996		0,974	1,003		0,985	1,002		0,992	1,005		0,989	1,006		0,991
	80%	0,998		0,981	1,012		0,993	1,013		0,995	1,016		1,001	1,012		0,997
	100%	1,006		0,979	1,020		1,000	1,023		1,005	1,021		1,005	1,024		1,008
	120%	1,007		0,984	1,028		1,006	1,027		1,008	1,032		1,015	1,035		1,018
BARRA 611	20%			0,963			0,971			0,974			0,968			0,969
	40%			0,972			0,974			0,979			0,981			0,983
	60%			0,972			0,983			0,990			0,987			0,989
	80%			0,979			0,991			0,993			0,999			0,995
	100%			0,977			0,998			1,003			1,003			1,006
	120%			0,982			1,004			1,006			1,013			1,017
BARRA 652	20%	0,979			0,985			0,981			0,982			0,982		
	40%	0,988			0,988			0,992			0,994			0,995		
	60%	0,990			0,997			0,997			0,999			1,001		
	80%	0,992			1,006			1,007			1,011			1,006		
	100%	1,000			1,014			1,017			1,016			1,018		
	120%	1,001			1,023			1,021			1,026			1,029		
BARRA 634	20%	0,986	1,010	0,981	0,990	1,007	0,985	0,984	1,008	0,986	0,984	1,009	0,980	0,984	1,010	0,980
	40%	0,991	1,004	0,985	0,985	1,005	0,980	0,987	1,008	0,983	0,987	1,003	0,984	0,988	1,004	0,984
	60%	0,989	1,005	0,983	0,986	1,003	0,982	0,983	1,001	0,985	0,984	1,003	0,980	0,984	1,005	0,981
	80%	0,987	0,998	0,986	0,988	1,001	0,983	0,985	1,000	0,981	0,987	1,003	0,983	0,981	1,000	0,978
	100%	0,992	0,999	0,982	0,989	0,999	0,983	0,987	0,999	0,982	0,983	1,003	0,979	0,984	1,006	0,981
	120%	0,989	0,998	0,985	0,990	0,996	0,983	0,983	1,004	0,977	0,985	1,009	0,981	0,986	1,007	0,983
BARRA 650	20%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	40%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	60%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	80%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	100%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	120%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 18 — Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 634, em pu

		FP = 1			FP = 0,9			FP = 0,8			FP = 0,7			FP = 0,6		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
BARRA REG	20%	1,050	1,038	1,056	1,050	1,031	1,050	1,050	1,031	1,050	1,044	1,031	1,050	1,044	1,031	1,044
	40%	1,050	1,031	1,050	1,044	1,025	1,044	1,038	1,025	1,038	1,038	1,025	1,038	1,038	1,019	1,038
	60%	1,050	1,031	1,050	1,038	1,019	1,038	1,031	1,019	1,031	1,031	1,013	1,031	1,025	1,013	1,031
	80%	1,044	1,031	1,044	1,031	1,013	1,031	1,025	1,006	1,025	1,019	1,006	1,025	1,019	1,006	1,019
	100%	1,044	1,031	1,044	1,025	1,006	1,025	1,019	1,000	1,019	1,013	1,000	1,013	1,006	1,000	1,013
	120%	1,044	1,031	1,044	1,019	1,000	1,019	1,006	1,000	1,006	1,000	0,994	1,000	1,000	0,994	1,000
BARRA 632	20%	1,013	1,030	1,008	1,016	1,028	1,006	1,017	1,029	1,007	1,011	1,030	1,007	1,011	1,031	1,001
	40%	1,016	1,025	1,005	1,017	1,026	1,006	1,012	1,028	1,002	1,013	1,030	1,003	1,013	1,025	1,004
	60%	1,020	1,025	1,007	1,017	1,024	1,006	1,013	1,027	1,003	1,014	1,024	1,005	1,009	1,025	1,006
	80%	1,016	1,024	1,002	1,016	1,021	1,005	1,014	1,021	1,003	1,009	1,025	1,006	1,010	1,028	1,000
	100%	1,017	1,023	1,003	1,017	1,019	1,003	1,016	1,021	1,004	1,012	1,027	1,001	1,006	1,031	1,004
	120%	1,019	1,022	1,003	1,017	1,016	1,003	1,012	1,028	0,998	1,009	1,029	0,997	1,011	1,034	1,001
BARRA 670	20%	1,002	1,033	0,994	1,006	1,031	0,991	1,007	1,032	0,992	1,000	1,033	0,993	1,001	1,034	0,987
	40%	1,006	1,028	0,990	1,006	1,029	0,992	1,002	1,031	0,988	1,003	1,033	0,989	1,003	1,028	0,990
	60%	1,009	1,028	0,993	1,006	1,026	0,991	1,003	1,030	0,988	1,004	1,027	0,990	0,998	1,028	0,991
	80%	1,005	1,027	0,988	1,006	1,024	0,990	1,003	1,024	0,988	0,999	1,028	0,991	1,000	1,031	0,986
	100%	1,007	1,026	0,988	1,006	1,022	0,989	1,006	1,024	0,990	1,002	1,030	0,987	0,996	1,034	0,989
	120%	1,009	1,025	0,989	1,007	1,019	0,988	1,002	1,031	0,984	0,999	1,032	0,983	1,000	1,037	0,986
BARRA 671	20%	0,981	1,042	0,969	0,984	1,039	0,966	0,985	1,040	0,968	0,979	1,041	0,968	0,979	1,042	0,962
	40%	0,985	1,036	0,966	0,985	1,037	0,967	0,980	1,040	0,963	0,981	1,041	0,964	0,982	1,036	0,965
	60%	0,988	1,036	0,968	0,985	1,035	0,967	0,981	1,039	0,964	0,983	1,035	0,966	0,977	1,037	0,967
	80%	0,984	1,035	0,963	0,985	1,032	0,966	0,982	1,032	0,963	0,977	1,037	0,966	0,978	1,040	0,961
	100%	0,986	1,034	0,964	0,985	1,030	0,964	0,984	1,032	0,965	0,981	1,038	0,962	0,975	1,043	0,965
	120%	0,987	1,033	0,964	0,986	1,027	0,964	0,980	1,039	0,959	0,977	1,040	0,958	0,979	1,046	0,961
BARRA 680	20%	0,981	1,042	0,969	0,984	1,039	0,966	0,985	1,040	0,968	0,979	1,041	0,968	0,979	1,042	0,962
	40%	0,985	1,036	0,966	0,985	1,037	0,967	0,980	1,040	0,963	0,981	1,041	0,964	0,982	1,036	0,965
	60%	0,988	1,036	0,968	0,985	1,035	0,967	0,981	1,039	0,964	0,983	1,035	0,966	0,977	1,037	0,967
	80%	0,984	1,035	0,963	0,985	1,032	0,966	0,982	1,032	0,963	0,977	1,037	0,966	0,978	1,040	0,961
	100%	0,986	1,034	0,964	0,985	1,030	0,964	0,984	1,032	0,965	0,981	1,038	0,962	0,975	1,043	0,965
	120%	0,987	1,033	0,964	0,986	1,027	0,964	0,980	1,039	0,959	0,977	1,040	0,958	0,979	1,046	0,961
BARRA 633	20%	1,011	1,031	1,008	1,016	1,029	1,007	1,017	1,031	1,008	1,011	1,032	1,009	1,011	1,032	1,002
	40%	1,017	1,027	1,007	1,019	1,030	1,011	1,015	1,033	1,007	1,016	1,035	1,008	1,017	1,030	1,009
	60%	1,022	1,028	1,012	1,022	1,031	1,013	1,019	1,035	1,011	1,020	1,031	1,013	1,015	1,033	1,014
	80%	1,019	1,029	1,009	1,024	1,030	1,015	1,022	1,032	1,014	1,018	1,037	1,017	1,019	1,040	1,011
	100%	1,023	1,030	1,011	1,027	1,031	1,017	1,028	1,035	1,019	1,025	1,042	1,016	1,019	1,047	1,019
	120%	1,025	1,029	1,013	1,030	1,031	1,019	1,027	1,046	1,017	1,025	1,048	1,016	1,027	1,054	1,020
BARRA 645	20%		1,021	1,006		1,019	1,004		1,020	1,005		1,021	1,006		1,021	0,999
	40%		1,015	1,003		1,017	1,004		1,019	1,000		1,021	1,002		1,016	1,002
	60%		1,016	1,005		1,014	1,004		1,018	1,001		1,014	1,003		1,016	1,004
	80%		1,015	1,000		1,012	1,003		1,012	1,001		1,016	1,004		1,019	0,998
	100%		1,014	1,001		1,009	1,002		1,011	1,002		1,018	0,999		1,022	1,002
	120%		1,013	1,001		1,007	1,001		1,019	0,996		1,020	0,995		1,025	0,999
BARRA 646	20%		1,020	1,004		1,017	1,002		1,018	1,003		1,019	1,004		1,020	0,997
	40%		1,014	1,001		1,015	1,002		1,018	0,998		1,019	0,999		1,014	1,000
	60%		1,014	1,003		1,013	1,002		1,016	0,999		1,013	1,001		1,014	1,002
	80%		1,013	0,998		1,010	1,001		1,010	0,999		1,014	1,002		1,017	0,996
	100%		1,012	0,999		1,008	0,999		1,010	1,000		1,017	0,997		1,020	1,000
	120%		1,011	0,999		1,005	0,999		1,017	0,994		1,018	0,993		1,024	0,997
BARRA 692	20%	0,981	1,042	0,969	0,984	1,039	0,966	0,985	1,040	0,968	0,979	1,041	0,968	0,979	1,042	0,962
	40%	0,985	1,036	0,965	0,985	1,037	0,967	0,980	1,040	0,963	0,981	1,041	0,964	0,982	1,036	0,965
	60%	0,988	1,036	0,968	0,985	1,035	0,967	0,981	1,039	0,964	0,983	1,035	0,966	0,977	1,037	0,967
	80%	0,984	1,035	0,963	0,984	1,032	0,965	0,982	1,032	0,963	0,977	1,037	0,966	0,978	1,040	0,961
	100%	0,986	1,034	0,964	0,985	1,030	0,964	0,984	1,032	0,965	0,980	1,038	0,962	0,974	1,043	0,964
	120%	0,987	1,033	0,964	0,986	1,027	0,964	0,980	1,039	0,959	0,977	1,040	0,958	0,979	1,046	0,961
BARRA 675	20%	0,974	1,044	0,967	0,978	1,041	0,964	0,979	1,043	0,966	0,972	1,044	0,966	0,973	1,044	0,960
	40%	0,978	1,038	0,963	0,979	1,039	0,965	0,974	1,042	0,961	0,975	1,044	0,962	0,975	1,038	0,963
	60%	0,982	1,038	0,966	0,978	1,037	0,965	0,975	1,041	0,962	0,976	1,037	0,964	0,970	1,039	0,965
	80%	0,977	1,038	0,961	0,978	1,034	0,964	0,975	1,034	0,961	0,970	1,039	0,964	0,972	1,042	0,959
	100%	0,979	1,037	0,962	0,979	1,032	0,962	0,978	1,034	0,963	0,974	1,040	0,960	0,968	1,045	0,963
	120%	0,981	1,035	0,962	0,979	1,029	0,962	0,974	1,041	0,957	0,971	1,043	0,956	0,972	1,048	0,959
BARRA 684	20%	0,979		0,967	0,982		0,964	0,983		0,966	0,977		0,966	0,977		0,960
	40%	0,983		0,963	0,983		0,965	0,978		0,961	0,979		0,962	0,980		0,963
	60%	0,986		0,966	0,983		0,965	0,979		0,962	0,981		0,964	0,975		0,965
	80%	0,982		0,961	0,983		0,964	0,980		0,961	0,975		0,964	0,976		0,959
	100%	0,984		0,962	0,983		0,962	0,982		0,963	0,979		0,960	0,973		0,963
	120%	0,986		0,962	0,984		0,962	0,978		0,957	0,976		0,956	0,977		0,959
BARRA 611	20%			0,965			0,962			0,964			0,964			0,958
	40%			0,961			0,963			0,959			0,960			0,961
	60%			0,964			0,963			0,960			0,962			0,963
	80%			0,959			0,962			0,959			0,962			0,957
	100%			0,960			0,960			0,961			0,958			0,961
	120%			0,960			0,960			0,955			0,954			0,957
BARRA 652	20%	0,973			0,977			0,978			0,972			0,972		
	40%	0,977			0,978			1,973			0,974			0,974		
	60%	0,981			0,978			0,974			0,975			0,969		
	80%	0,977			0,977			0,975			0,970			0,971		
	100%	0,979			0,978			0,977			0,973			0,967		
	120%	0,980			0,978			0,973			0,970			0,972		
BARRA 634	20%	1,003	1,027	1,005	1,018	1,036	1,013	1,022	1,040	1,018	1,017	1,042	1,020	1,018	1,043	1,014
	40%	1,023	1,037	1,018	1,045	1,060	1,041	1,047	1,068	1,043	1,050	1,072	1,047	1,052	1,068	1,049
	60%	1,041	1,051	1,035	1,070	1,082	1,066	1,075	1,094	1,072	1,080	1,094	1,078	1,077	1,098	1,080
	80%	1,050	1,064	1,044	1,092	1,103	1,089	1,010	1,117	1,098	1,103	1,128	1,107	1,106	1,135	1,104
	100%	1,064	1,075	1,058	1,119	1,128	1,113	1,135	1,149	1,131	1,140	1,165	1,136	1,137	1,174	1,143
	120%	1,077	1,085	1,069	1,147	1,153	1,140	1,164	1,191	1,158	1,172	1,205	1,168	1,179	1,217	1,177
BARRA 650	20%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	40%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	60%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	80%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	100%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	120%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 19 — Tensão nas barras com inserção de GDFV na Barra 634 com aumento de potência nominal do transformador, em pu

		FP = 1			FP = 0,9			FP = 0,8			FP = 0,7			FP = 0,6		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
BARRA REG	20%	1,050	1,038	1,056	1,050	1,031	1,050	1,050	1,031	1,050	1,044	1,031	1,050	1,044	1,031	1,044
	40%	1,050	1,031	1,050	1,044	1,025	1,044	1,038	1,025	1,038	1,038	1,019	1,038	1,038	1,019	1,038
	60%	1,044	1,031	1,044	1,031	1,019	1,031	1,031	1,013	1,031	1,025	1,013	1,031	1,025	1,013	1,031
	80%	1,044	1,025	1,044	1,025	1,013	1,025	1,019	1,006	1,025	1,019	1,006	1,019	1,019	1,000	1,019
	100%	1,038	1,025	1,038	1,019	1,006	1,019	1,013	1,000	1,013	1,013	1,000	1,013	1,006	1,000	1,006
	120%	1,038	1,025	1,038	1,013	1,000	1,013	1,006	1,000	1,006	1,000	0,994	1,000	1,000	0,994	1,000
BARRA 632	20%	1,013	1,031	1,008	1,016	1,028	1,006	1,017	1,029	1,007	1,011	1,030	1,008	1,011	1,031	1,001
	40%	1,017	1,025	1,006	1,017	1,026	1,007	1,012	1,029	1,002	1,013	1,024	1,004	1,014	1,026	1,005
	60%	1,014	1,026	1,002	1,011	1,025	1,001	1,014	1,023	1,004	1,009	1,025	1,006	1,010	1,027	1,001
	80%	1,018	1,021	1,005	1,012	1,023	1,002	1,010	1,022	1,006	1,011	1,026	1,002	1,012	1,022	1,004
	100%	1,015	1,021	1,002	1,013	1,022	1,002	1,011	1,022	1,001	1,014	1,026	1,005	1,009	1,029	1,000
	120%	1,019	1,022	1,004	1,013	1,020	1,002	1,013	1,027	1,003	1,009	1,026	1,001	1,011	1,030	1,003
BARRA 670	20%	1,002	1,033	0,994	1,006	1,031	0,991	1,007	1,032	0,992	1,000	1,033	0,993	1,001	1,034	0,987
	40%	1,007	1,028	0,991	1,007	1,029	0,992	1,002	1,032	0,988	1,003	1,027	0,989	1,003	1,028	0,990
	60%	1,004	1,029	0,988	1,001	1,028	0,986	1,004	1,025	0,990	0,999	1,028	0,992	1,000	1,030	0,987
	80%	1,008	1,023	0,991	1,002	1,026	0,987	0,999	1,025	0,992	1,001	1,029	0,988	1,002	1,025	0,989
	100%	1,005	1,024	0,987	1,003	1,024	0,987	1,001	1,025	0,987	1,003	1,029	0,990	0,998	1,032	0,986
	120%	1,009	1,025	0,990	1,003	1,022	0,988	1,002	1,030	0,988	0,999	1,029	0,986	1,001	1,033	0,988
BARRA 671	20%	0,981	1,042	0,969	0,984	1,039	0,966	0,985	1,040	0,968	0,979	1,041	0,968	0,979	1,042	0,962
	40%	0,985	1,036	0,966	0,985	1,038	0,968	0,981	1,040	0,963	0,982	1,036	0,964	0,982	1,037	0,965
	60%	0,983	1,038	0,963	0,980	1,036	0,961	0,983	1,034	0,965	0,977	1,036	0,967	0,978	1,038	0,962
	80%	0,987	1,032	0,966	0,981	1,035	0,962	0,978	1,033	0,967	0,980	1,037	0,963	0,981	1,033	0,965
	100%	0,984	1,032	0,962	0,981	1,033	0,963	0,980	1,033	0,962	0,982	1,037	0,965	0,977	1,040	0,961
	120%	0,988	1,033	0,965	0,982	1,031	0,963	0,981	1,039	0,964	0,978	1,037	0,961	0,979	1,041	0,963
BARRA 680	20%	0,981	1,042	0,969	0,984	1,039	0,966	0,985	1,040	0,968	0,979	1,041	0,968	0,979	1,042	0,962
	40%	0,985	1,036	0,966	0,985	1,038	0,968	0,961	1,040	0,963	0,982	1,036	0,964	0,982	1,037	0,965
	60%	0,983	1,038	0,963	0,980	1,036	0,961	0,983	1,034	0,965	0,977	1,036	0,967	0,978	1,038	0,962
	80%	0,987	1,032	0,966	0,981	1,035	0,962	0,978	1,033	0,967	0,980	1,037	0,963	0,981	1,033	0,965
	100%	0,984	1,032	0,962	0,981	1,033	0,963	0,980	1,033	0,962	0,982	1,037	0,965	0,977	1,040	0,961
	120%	0,988	1,033	0,965	0,982	1,031	0,963	0,981	1,039	0,964	0,978	1,037	0,961	0,979	1,041	0,963
BARRA 633	20%	1,012	1,031	1,008	1,016	1,029	1,007	1,017	1,031	1,008	1,011	1,032	1,009	1,011	1,032	1,002
	40%	1,018	1,027	1,008	1,020	1,031	1,011	1,016	1,034	1,007	1,017	1,029	1,009	1,017	1,031	1,009
	60%	1,017	1,030	1,007	1,017	1,032	1,009	1,021	1,031	1,013	1,016	1,033	1,015	1,017	1,035	1,010
	80%	1,023	1,027	1,013	1,021	1,034	1,013	1,019	1,034	1,018	1,021	1,037	1,015	1,022	1,034	1,016
	100%	1,022	1,029	1,012	1,024	1,035	1,017	1,024	1,036	1,017	1,027	1,041	1,021	1,022	1,044	1,016
	120%	1,027	1,032	1,017	1,018	1,036	1,020	1,028	1,045	1,022	1,026	1,044	1,020	1,027	1,048	1,022
BARRA 645	20%		1,021	1,007		1,019	1,004		1,020	1,005		1,021	1,006		1,021	0,999
	40%		1,016	1,004		1,017	1,005		1,020	1,001		1,015	1,002		1,016	1,003
	60%		1,017	1,000		1,016	0,999		1,013	1,003		1,016	1,004		1,018	0,999
	80%		1,011	1,004		1,014	1,000		1,013	1,004		1,016	1,001		1,013	1,002
	100%		1,012	1,000		1,012	1,000		1,013	0,999		1,017	1,003		1,020	0,998
	120%		1,013	1,003		1,010	1,000		1,018	1,001		1,017	0,999		1,020	1,001
BARRA 646	20%		1,020	1,005		1,017	1,002		1,018	1,003		1,019	1,004		1,020	0,997
	40%		1,014	1,002		1,016	1,003		1,018	0,999		1,013	1,000		1,015	1,001
	60%		1,015	0,998		1,014	0,997		1,012	1,001		1,014	1,002		1,016	0,997
	80%		1,010	1,002		1,012	0,998		1,011	1,002		1,015	0,998		1,011	1,000
	100%		1,010	0,998		1,011	0,998		1,011	0,997		1,015	1,001		1,018	0,996
	120%		1,011	1,001		1,009	0,998		1,016	0,999		1,015	0,997		1,019	0,999
BARRA 692	20%	0,981	1,042	0,969	0,984	1,039	0,966	0,985	1,040	0,968	0,979	1,041	0,968	0,979	1,042	0,962
	40%	0,985	1,036	0,966	0,985	1,038	0,967	0,981	1,040	0,963	0,982	1,036	0,964	0,982	1,037	0,965
	60%	0,983	1,038	0,963	0,980	1,036	0,961	0,982	1,034	0,965	0,977	1,036	0,967	0,978	1,038	0,961
	80%	0,987	1,032	0,966	0,980	1,035	0,962	0,978	1,033	0,967	0,980	1,037	0,963	0,981	1,033	0,964
	100%	0,984	1,032	0,962	0,981	1,033	0,962	0,979	1,033	0,962	0,982	1,037	0,965	0,977	1,040	0,961
	120%	0,987	1,033	0,965	0,982	1,031	0,963	0,981	1,039	0,963	0,978	1,037	0,961	0,979	1,041	0,963
BARRA 675	20%	0,974	1,044	0,967	0,978	1,041	0,964	0,979	1,043	0,966	0,972	1,044	0,966	0,973	1,044	0,960
	40%	0,979	1,039	0,964	0,988	1,040	0,966	0,974	1,043	0,961	0,975	1,038	0,962	0,975	1,039	0,963
	60%	0,976	1,040	0,961	0,973	1,039	0,959	0,976	1,036	0,963	0,971	1,039	0,965	0,972	1,040	0,960
	80%	0,980	1,034	0,964	0,974	1,037	0,960	0,971	1,036	0,965	0,973	1,039	0,961	0,974	1,035	0,963
	100%	0,977	1,035	0,960	0,975	1,035	0,960	0,973	1,035	0,960	0,975	1,040	0,963	0,970	1,043	0,959
	120%	0,981	1,035	0,963	0,975	1,033	0,961	0,974	1,041	0,962	0,971	1,040	0,959	0,973	1,043	0,961
BARRA 684	20%	0,979		0,967	0,982		0,964	0,983		0,966	0,977		0,966	0,977		0,960
	40%	0,983		0,964	0,983		0,966	0,979		0,961	0,980		0,962	0,980		0,963
	60%	0,981		0,961	0,978		0,959	0,981		0,963	0,976		0,965	0,976		0,960
	80%	0,985		0,964	0,979		0,960	0,976		0,965	0,978		0,961	0,979		0,963
	100%	0,982		0,960	0,979		0,960	0,978		0,960	0,980		0,963	0,975		0,959
	120%	0,986		0,963	0,980		0,961	0,979		0,962	0,976		0,959	0,977		0,961
BARRA 611	20%			0,965			0,962			0,964			0,964			0,958
	40%			0,962			0,963			0,959			0,960			0,961
	60%			0,959			0,957			0,961			0,963			0,958
	80%			0,962			0,958			0,963			0,959			0,960
	100%			0,958			0,958			0,958			0,961			0,957
	120%			0,961			0,959			0,960			0,957			0,959
BARRA 652	20%	0,973			0,977			0,978			0,972			0,972		
	40%	0,978			0,978			0,973			0,974			0,975		
	60%	0,975			0,972			0,975			0,970			0,971		
	80%	0,979			0,973			0,970			0,972			0,973		
	100%	0,976			0,974			0,972			0,975			0,970		
	120%	0,980			0,975			0,974			0,970			0,972		
BARRA 634	20%	1,011	1,030	1,008	1,016	1,030	1,007	1,017	1,032	1,009	1,012	1,033	1,010	1,012	1,033	1,004
	40%	1,018	1,029	1,009	1,022	1,034	1,014	1,019	1,038	1,011	1,020	1,033	1,013	1,021	1,035	1,014
	60%	1,019	1,033	1,010	1,022	1,038	1,015	1,027	1,037	1,020	1,022	1,040	1,022	1,023	1,042	1,017
	80%	1,027	1,031	1,017	1,028	1,042	1,021	1,028	1,043	1,028	1,031	1,047	1,025	1,032	1,043	1,026
	100%	1,027	1,035	1,017	1,034	1,045	1,027	1,035	1,048	1,029	1,039	1,053	1,033	1,034	1,056	1,029
	120%	1,034	1,039	1,024	1,040	1,049	1,033	1,042	1,059	1,037	1,041	1,059	1,036	1,042	1,063	1,038
BARRA 650	20%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	40%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	60%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	80%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	100%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	120%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Fonte: Produção do próprio autor.

Pela Tabela 15, pode-se verificar que para FP igual a 1 e 0,9, não houve sobretensão. Para FP igual a 0,8, houve extrapolação para injeção de 120%. Para FP igual a 0,7, e 0,6 houve extrapolação para injeção a partir de 100%.

Pela Tabela 16, pode-se verificar que para FP igual a 1 não houve sobretensão. Para FP igual a 0,9, houve extrapolação para injeção de 40%. Para FP igual a 0,8, 0,7 e 0,6, houve extrapolação para injeção em todos os cenários.

Pela Tabela 17, pode-se verificar que para FP igual a 1 não houve sobretensão. Para FP igual a 0,9 e 0,8, houve extrapolação para injeção de 20%. Para FP igual a 0,7 e 0,6, houve extrapolação para injeção em todos os cenários.

Pela Tabela 18, pode-se verificar que para FP igual a 1 houve sobretensão para injeção a partir de 40%. Para FP igual a 0,9, 0,8, 0,7 e 0,6, houve extrapolação para injeção de 20%.

Pela Tabela 19, pode-se verificar que para FP igual a 1 e a 0,9 não houve sobretensão. Para FP igual a 0,8, houve extrapolação para injeção de 120%. Para FP igual a 0,7 e 0,6, houve extrapolação para injeção a partir de 120%.

Para as análises foi desconsiderado a sobretensão na Barra REG, pois a mesma não é uma barra considerada ponto de carga e, portanto, não está sujeita aos limites de 0,93 a 1,05.

4.2.8 8ª Etapa: Análise das simulações

Pelos Gráficos 4, 5, 6, 7 e 8, apresentados na 6ª Etapa, construiu-se o Quadro 3.

Quadro 3 — Resumo dos resultados das simulações para as perdas de potência ativa da rede

Barra onde se inseriu GDFV	Melhor FP	Melhor % de inserção de GDFV
634	0,9	20%
634 com Transformador aumentado	0,9	60%
670	0,9	100%
675	0,9	80%
680	0,9	80%

Fonte: Produção do próprio autor.

Pelo Quadro 3, tem-se que o melhor fator de potência para todas as barras é de 0,9. Já para o melhor percentual de inserção de GDFV, na rede, houve uma variação.

Pelas Tabelas 15, 16,17,18 e 19, apresentadas na 7ª Etapa, construiu-se o Quadro 4.

Quadro 4 — Resumo dos resultados das simulações para as tensões nas barras

Barra onde se inseriu GDFV	**Percentual de inserção de GDFV**					
	20%	40%	60%	80%	100%	120%
634	APTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA
634 com Transformador aumentado	APTA	APTA	APTA	APTA	APTA	APTA
670	APTA	APTA	APTA	APTA	APTA	APTA
675	APTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA
680	APTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA	INAPTA

Fonte: Produção do próprio autor.

Pelo Quadro 4, tem-se que o melhor percentual de inserção de GDFV, na rede, foi de 20%, onde todas as barras possuíram um perfil de tensão apto para a qualidade da energia elétrica aos consumidores.

4.2.9 9ª Etapa: Sorteio das barras

Nesta etapa, o objetivo foi sortear as barras em que seriam alocadas as GDFVs. Diferente das simulações anteriores, as dessa etapa tem GDFVs alocadas em diferentes barras para cada simulação.

Tendo como base a etapa anterior, as simulações dessa etapa foram feitas com FP igual a 0,9. Para a injeção de GDFV de 20% a 120%, a porcentagem em cada barra sorteada variou de 5% a 20%, pois como visto nas simulações anteriores, para injeção a partir de 40%, extrapola-se a tensão limite permitida.

A metodologia de distribuição percentual em cada barra sorteada se baseia em: A primeira barra recebe inserção de 5%; Da segunda em diante, as barras vão recebendo percentual 5% a mais em relação a barra imediatamente anterior, até o teto de 20%. A partir de 20%, repete-se 20% nas demais barras desde que não se ultrapasse o limite de % inserção de GDFV. Onde se

ultrapassa o limite de % inserção de GDFV, distribua-se na demais barras 5% a menos em relação a barra imediatamente anterior. Com base nisso, foi possível a construção da Tabela 20.

Tabela 20 — Distribuição percentual para as barras com base na porcentagem total de inserção de GDFV

% INSERÇÃO DE GDFV	***BARRAS***							
	1ª	**2ª**	**3ª**	**4ª**	**5ª**	**6ª**	**7ª**	**8ª**
20%	5%	10%	5%					
40%	5%	10%	15%	10%				
60%	5%	10%	15%	20%	10%			
80%	5%	10%	15%	20%	20%	10%		
100%	5%	10%	15%	20%	20%	20%	10%	
120%	5%	10%	15%	20%	20%	20%	20%	10%

Fonte: Produção do próprio autor.

Os sorteios das barras foram realizados através de um *site*. As barras consideradas aptas para os sorteios tiveram como premissa serem barras trifásicas. Portanto, as barras aptas foram: 632, 633, 634, 670, 671, 675, 680 e 692.

As barras sorteadas de acordo com cada percentual de inserção de GDFV, podem ser visualizadas na Tabela 21.

Tabela 21 — Distribuição percentual para as barras as barras sorteadas

(continua)

% Inserção de GDFV	*Sorteios*	***Barras***							
		1ª	**2ª**	**3ª**	**4ª**	**5ª**	**6ª**	**7ª**	**8ª**
		5%	**10%**	**5%**					
	Sorteio 01	675	671	680					
20%	Sorteio 02	671	634	670					
	Sorteio 03	675	671	670					
		5%	**10%**	**15%**	**10%**				
	Sorteio 04	634	671	632	692				
40%	Sorteio 05	675	680	632	634				
	Sorteio 06	680	675	670	634				

Tabela 21 — Distribuição percentual para as barras as barras sorteadas

(conclusão)

% Inserção de GDFV	*Sorteios*	***Barras***							
		1ª	**2ª**	**3ª**	**4ª**	**5ª**	**6ª**	**7ª**	**8ª**
		5%	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**			
	Sorteio 07	692	675	634	671	633			
60%	Sorteio 08	670	633	671	692	632			
	Sorteio 09	671	670	634	675	632			
		5%	**10%**	**15%**	**20%**	**20%**	**10%**		
	Sorteio 10	632	680	675	671	670	633		
80%	Sorteio 11	633	671	632	675	692	634		
	Sorteio 12	634	633	670	632	671	692		
		5%	**10%**	**15%**	**20%**	**20%**	**20%**	**10%**	
	Sorteio 13	671	632	680	692	633	634	670	
100%	Sorteio 14	632	671	633	634	692	675	670	
	Sorteio 15	634	671	675	692	633	632	680	
		5%	**10%**	**15%**	**20%**	**20%**	**20%**	**20%**	**10%**
	Sorteio 16	671	680	633	632	692	634	675	670
120%	Sorteio 17	680	634	692	633	675	671	632	670
	Sorteio 18	671	675	670	692	634	632	680	633

Fonte: Produção do próprio autor.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir da distribuição percentual das GDFVs nas barras apresentada na Tabela 21 e visando facilitar o entendimento sobre os resultados a serem apresentados, mostra-se uma compatibilização de informações a respeito da nomenclatura dos sorteios no Quadro 05.

Quadro 5 — Nomenclatura dos sorteios

Teste 1	Teste 2	Teste 3
Sorteio 01	Sorteio 02	Sorteio 03
Sorteio 04	Sorteio 05	Sorteio 06
Sorteio 07	Sorteio 08	Sorteio 09
Sorteio 10	Sorteio 11	Sorteio 12
Sorteio 13	Sorteio 14	Sorteio 15
Sorteio 16	Sorteio 17	Sorteio 18

Fonte: Produção do próprio autor.

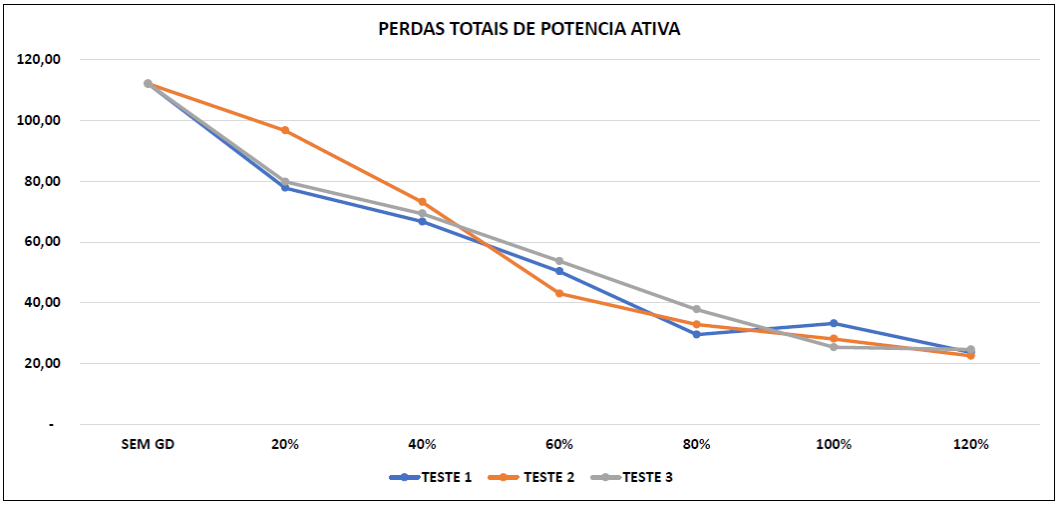
A partir da distribuição percentual das GDFVs nas barras apresentada na Tabela 21 e do quadro informativo apresentado no Quadro 05, foram realizadas as modelagens das GDFVs e as simulações no *software* escolhido. Os resultados das simulações quanto às perdas de potência ativa podem ser visualizados na Tabela 22 e no Gráfico 8.

Tabela 22 — Perdas totais de potência ativa com inserção de GDFV nas barras sorteadas, em kW

% de GDFV	Teste 1	Teste 2	Teste 3
0%	112,10	112,10	112,10
20%	77,80	96,70	79,80
40%	66,70	73,10	69,30
60%	50,30	43,00	53,70
80%	29,50	32,80	37,80
100%	33,20	28,10	25,30
120%	23,60	22,50	24,60

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 8 — Gráfico das perdas de potência ativa da rede pela inserção de GDFV nas barras sorteadas, em kW



Fonte: Produção do próprio autor.

Pela Tabela 22 e Gráfico 8, pode-se analisar que os 3 testes para cada porcentagem de inserção de GDFV tiveram resultados coerentes quanto às perdas de potência ativa. Os resultados das simulações quanto às tensões nas barras podem ser visualizados na Tabela 23.

Tabela 23 — Tensão nas barras da rede, em pu

Barras	Sorteio	20%			40%			60%			80%			100%			120%		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
BARRA REG	1	1,05	1,0312	1,05	1,0437	1,025	1,0437	1,0375	1,025	1,0375	1,025	1,0125	1,025	1,025	1,0125	1,025	1,0187	1,0063	1,0187
	2	1,05	1,0375	1,05	1,0437	1,0312	1,0437	1,0312	1,0187	1,0312	1,025	1,0125	1,025	1,025	1,0125	1,025	1,0125	1	1,0125
	3	1,05	1,0312	1,05	1,0437	1,0312	1,0437	1,037	1,025	1,0375	1,025	1,0125	1,025	1,0187	1,0063	1,0187	1,0187	1,0063	1,0187
BARRA 632	1	1,0167	1,0275	1,0068	1,0159	1,025	1,006	1,0141	1,0273	1,0041	1,0149	1,0229	1,0047	1,0146	1,0232	1,0045	1,0163	1,0215	1,0059
	2	1,0122	1,0317	1,0021	1,0138	1,0302	1,0038	1,0131	1,0247	1,0032	1,0113	1,0205	1,0011	1,0151	1,023	1,0049	1,0138	1,0175	1,0031
	3	1,0165	1,0275	1,0066	1,0141	1,0301	1,0042	1,0138	1,0274	1,0039	1,0123	1,0221	1,0023	1,0143	1,0203	1,0039	1,0162	1,0215	1,0058
BARRA 670	1	1,0091	1,0275	0,99515	1,0083	1,0301	0,99433	1,0084	1,0274	0,99441	1,013	1,0221	0,99871	1,0108	1,0203	0,9966	1,0145	1,0215	0,99991
	2	1,0032	1,0354	0,98898	1,0055	1,0343	0,99147	1,0081	1,0306	0,99407	1,0076	1,0272	0,99325	1,0127	1,0304	0,99836	1,0127	1,0257	0,99776
	3	1,0089	1,032	0,99493	1,0076	1,0354	0,99367	1,0081	1,033	0,99407	1,0078	1,0285	0,99371	1,0113	1,0273	0,99668	1,015	1,0297	1,0004
BARRA 671	1	0,9931	1,0433	0,9757	0,99223	1,0408	0,97483	0,99625	1,0465	0,9788	1,0034	1,0459	0,98566	0,99988	1,0443	0,9822	1,0076	1,0459	0,98933
	2	0,98321	1,0446	0,96543	0,98817	1,0449	0,97063	0,99588	1,0442	0,9784	0,99928	1,043	0,98135	1,0044	1,0463	0,98655	1,007	1,0431	0,98833
	3	0,9916	1,0426	0,97418	0,99036	1,046	0,97292	0,99342	1,0451	0,97592	0,99434	1,0414	0,97674	1,0042	1,0439	0,98603	1,008	1,0463	0,98982
BARRA 680	1	0,99401	1,0438	0,97662	0,99223	1,0408	0,97483	0,99625	1,0465	0,9788	1,0052	1,047	0,98746	1,0026	1,046	0,98492	1,0094	1,0471	0,99112
	2	0,98321	1,0446	0,96543	0,99	1,0461	0,97249	0,99588	1,0442	0,9784	0,99928	1,043	0,98135	1,0044	1,0463	0,98655	1,0079	1,0437	0,98923
	3	0,9916	1,0426	0,97418	0,99128	1,0466	0,97385	0,99342	1,0451	0,97592	0,99434	1,0414	0,97674	1,0061	1,0451	0,98783	1,0116	1,0486	0,99339
BARRA 633	1	1,0137	1,0255	1,0042	1,0129	1,023	1,0034	1,0125	1,027	1,0033	1,0133	1,0225	1,0039	1,0145	1,0245	1,0055	1,0155	1,0219	1,006
	2	1,0092	1,0298	0,99951	1,0108	1,0283	1,0012	1,0116	1,0243	1,0024	1,009	1,0194	0,99935	1,0143	1,0234	1,005	1,0137	1,0187	1,0041
	3	1,0135	1,0256	1,004	1,0111	1,0282	1,0016	1,0108	1,0255	1,0013	1,0107	1,0217	1,0015	1,0142	1,0215	1,0048	1,0147	1,0211	1,005
BARRA 645	1		1,0183	1,0049		1,0157	1,0041		1,0181	1,0022		1,0137	1,0028		1,014	1,0026		1,0123	1,004
	2		1,0225	1,0002		1,021	1,0019		1,0154	1,0013		1,0113	0,99919		1,0137	1,003		1,0083	1,0013
	3		1,0183	1,0047		1,0209	1,0023		1,0182	1,002		1,0129	1,0004		1,0111	1,002		1,0122	1,0039
BARRA 646	1		1,0165	1,0029		1,014	1,0021		1,0164	1,0002		1,012	1,0008		1,0123	1,0006		1,0105	1,002
	2		1,0208	0,99821		1,0193	0,99992		1,0137	0,99929		1,0096	0,99717		1,012	1,001		1,0066	0,99924
	3		1,0166	1,0027		1,0192	1,0002		1,0165	0,99993		1,0112	0,99839		1,0093	0,99996		1,0105	1,0019
BARRA 692	1	0,993	1,0433	0,97563	0,99214	1,0408	0,97477	0,99618	1,0465	0,97876	1,0034	1,046	0,98562	0,99982	1,0444	0,98217	1,0075	1,046	0,98935
	2	0,9831	1,0446	0,96534	0,98807	1,045	0,97056	0,99582	1,0443	0,97838	0,99927	1,0431	0,98138	1,0044	1,0464	0,98658	1,007	1,0432	0,98834
	3	0,9915	1,0426	0,97411	0,99028	1,0461	0,97286	0,99336	1,0451	0,97589	0,99425	1,0414	0,97669	1,0042	1,044	0,98605	1,008	1,0464	0,98982
BARRA 675	1	0,98723	1,0461	0,97432	0,9857	1,0431	0,97288	0,9911	1,0499	0,97804	0,99899	1,0498	0,98549	0,99346	1,0467	0,98032	1,0039	1,0504	0,98981
	2	0,97656	1,047	0,96341	0,98225	1,0478	0,96923	0,98941	1,0466	0,9765	0,99553	1,0475	0,98181	1,0007	1,0507	0,98703	1,0033	1,0475	0,98879
	3	0,98571	1,0454	0,9728	0,98514	1,0494	0,97213	0,98958	1,0495	0,97632	0,98783	1,0437	0,9748	0,99986	1,0479	0,98592	1,003	1,0497	0,98913
BARRA684	1	0,99115		0,97368	0,99027		0,97281	0,99429		0,97679	1,0014		0,98366	0,99791		0,9802	1,0056		0,98734
	2	0,98129		0,9634	0,98623		0,96821	0,99392		0,9764	0,99731		0,97934	1,0024		0,98456	1,005		0,98634
	3	0,98965		0,97216	0,98842		0,9709	0,99147		0,97391	0,99238		0,97473	1,0023		0,98404	1,006		0,98783
BARRA 611	1			0,97168			0,97081			0,97479			0,98167			0,97821			0,98535
	2			0,96138			0,9666			0,9744			0,97735			0,98257			0,98435
	3			0,97016			0,9689			0,9719			0,97273			0,98205			0,98584
BARRA 652	1	0,9856			0,98474			0,98873			0,99584			0,99233			0,99993		
	2	0,9758			0,98071			0,98836			0,99173			0,99682			0,99939		
	3	0,98411			0,98289			0,98592			0,98683			0,99664			1,0004		
BARRA 634	1	0,9896	1,0069	0,98513	0,98886	1,0045	0,98444	0,98874	1,0087	0,98457	0,98919	1,0039	0,98483	0,99088	1,0063	0,9869	0,9919	1,0037	0,9874
	2	0,98523	1,0115	0,98059	0,98685	1,01	0,98234	0,98743	1,0056	0,98328	0,98497	1,0009	0,98042	0,99069	1,0052	0,98643	0,98986	1,0002	0,98527
	3	0,98942	1,007	0,98496	0,98714	1,0099	0,98268	0,98696	1,0072	0,98247	0,98667	1,0032	0,98247	0,99019	1,0029	0,9859	0,99109	1,0029	0,98645
BARRA 650	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fonte: Produção do próprio autor.

Pela Tabela 23, pode-se analisar que a inserção de 100% à 120% de GDFV nas barras causou sobretensão na Barra 675.

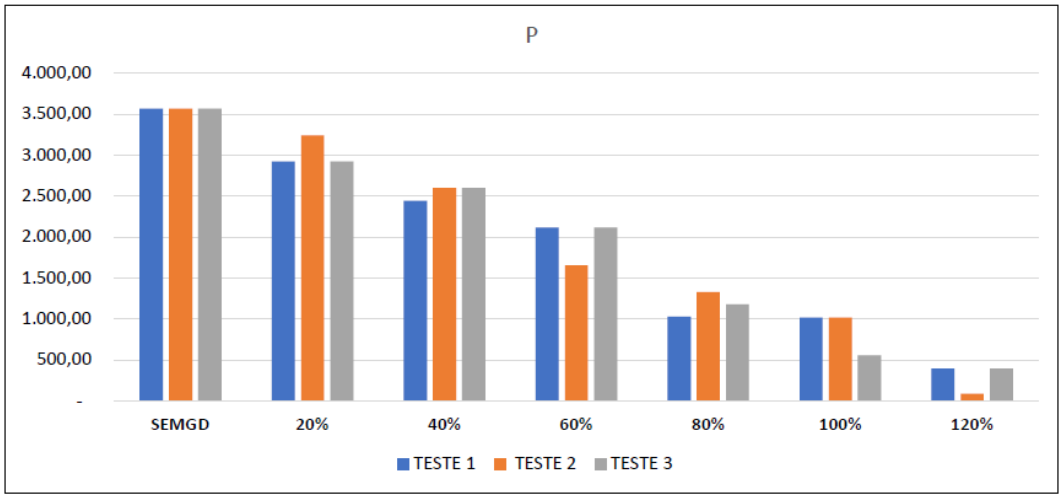
A Tabela 24 e Gráfico 9 mostram a potência ativa fornecida pela Subestação à rede para os 3 testes.

Tabela 24 — Potência ativa despachada para a rede pela Subestação, em kW

% de GDFV	**Teste 1**	**Teste 2**	**Teste 3**
0%	3567,10	3567,10	3567,10
20%	2920,70	3237,80	2921,70
40%	2442,00	2598,80	2596,30
60%	2114,00	1649,30	2115,50
80%	1021,70	1325,40	1176,00
100%	1013,30	1011,10	550,80
120%	390,00	82,40	391,00

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 9 — Gráfico da potência ativa despachada pela Subestação para os sorteios, em kW



Fonte: Produção do próprio autor.

Pela Tabela 24 e Gráfico 9 pode-se analisar que os resultados obtidos para a potência ativa despachada pela subestação são coerentes, visto que há diminuição à medida em que há aumento de injeção de GD.

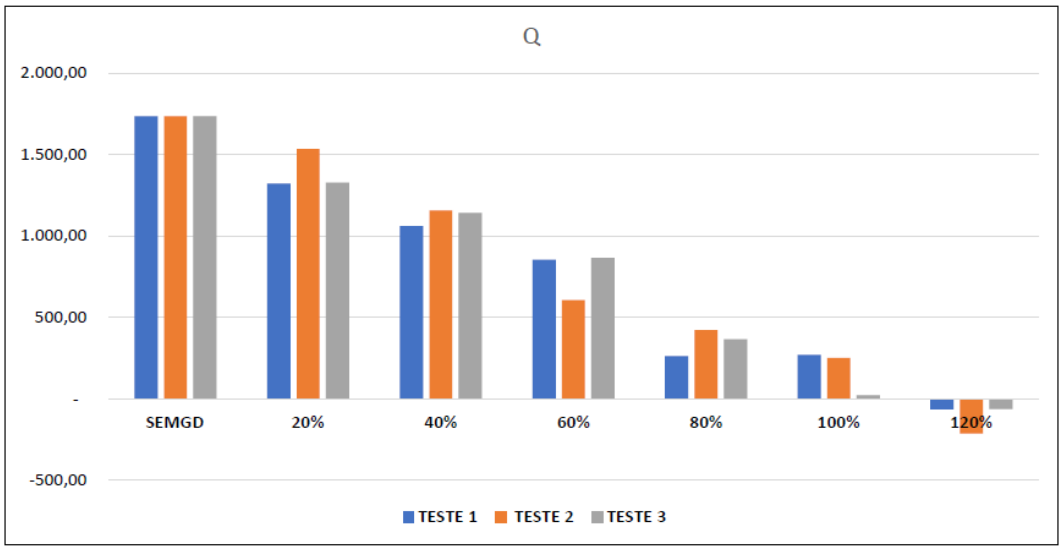
A Tabela 25 e Gráfico 10 mostram os resultados da potência reativa fornecida pela Subestação à rede para os 3 testes.

Tabela 25 — Potência reativa despachada para a rede pela Subestação, em kvar

% de GDFV	Teste 1	Teste 2	Teste 3
0%	1.736,40	1.736,40	1.736,40
20%	1.320,50	1.532,80	1.328,00
40%	1.059,30	1.155,30	1.141,80
60%	852,60	607,40	863,80
80%	260,60	420,60	366,20
100%	269,40	250,60	21,50
120%	- 64,80	-215,30	-61,90

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 10 — Gráfico da potência reativa despachada pela Subestação para os sorteios, em kvar



Fonte: Produção do próprio autor.

Pela Tabela 25 e Gráfico 10 pode-se analisar que os resultados obtidos para a potência reativa, despachada pela subestação, são coerentes, visto que há diminuição à medida em que há aumento de injeção de GDFV na rede.

Diante de todo o exposto, e analisando-se o Gráfico 8 e a Tabela 23, tem-se que a estratégia de fixação de fator de potência em 0,9 e a inserção máxima de 20% de GDFV, em relação a potência da subestação, em cada barra sorteada, resultou em redução das perdas de energia ativa na rede de distribuição em relação a uma rede sem GDFV, mantendo-se, majoritariamente, as tensões nas barras dentro dos limites adequados. Diante disso, pode-se afirmar que a metodologia proposta de uma parametrização inicial da rede de distribuição para

receber energia reativa advinda de GDFV, sem a necessidade de um estudo mais complexo, foi considerada adequada.

6 CONCLUSÃO

A geração distribuída fotovoltaica apresenta-se como uma boa alternativa para geração de energia elétrica, o que pode ser comprovado pelo rápido crescimento desse mercado no Brasil. Além dos benefícios econômicos para os consumidores, há ainda possibilidade de benefícios para a rede de distribuição onde está inserida.

Os serviços ancilares são serviços necessários para garantir a qualidade da energia elétrica para o Sistema Elétrico de Potência. Dentre esses serviços, destaca-se o suporte de reativos. Este serviço é essencial para que a rede de distribuição consiga atender a todos os consumidores dentro de um limite de tensão adequado, além de diminuir as perdas totais de potência ativa na rede.

A metodologia utilizada neste trabalho baseou-se no uso do *software* OpenDSS para análise do fluxo de potência em uma rede de 13 barras do IEEE. Nesta rede, modelou-se geradores fotovoltaicos em barras específicas e se avaliou o impacto nas perdas totais de energia elétrica da rede e no perfil de tensão em cada barra que a compõe. Em posse desses dados, foi possível uma modelagem com geração distribuída fotovoltaica em diversas barras trifásicas da rede, onde foram selecionadas por meio de 3 sorteios para cada percentual de inserção de geração distribuída, totalizando 18 sorteios.

A avaliação das perdas totais de potência ativa na rede simulada e do perfil de tensão em cada barra, mostra que o uso de geração distribuída fotovoltaica como suporte de reativos, embora ainda não seja regulamentado, é uma possibilidade real de aplicação que traria benefícios para o SEP.

Como trabalhos futuros, sugere-se a análise da simulação do fluxo de potência em redes maiores que de 13 barras, como as redes de 30, 37 e 134 barras. Uma outra sugestão é a simulação da da rede com GDFV, considerando o fator de potência variável ao longo do dia. Outra sugestão é o estudo de uma proposta de valoração aos consumidores que cedessem seus sistemas de geração distribuída para uso das concessionárias, durante os períodos onde não se é possível a geração máxima de energia ativa pelo inversor de frequência. Outra sugestão é o teste de uma rede com faixas de porcentagem de inserção de GDFV menor do que utilizada

neste trabalho, com variação de 10% em 10%, por exemplo. Outra sugestão é a repetição deste trabalho, mudando-se a estratégia de se ter um fator de potência global e sim um fator de potência especifico para cada barra.

Por fim, tendo como base as análises feitas ao longo desse trabalho, pode-se concluir que os objetivos foram cumpridos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. **PVS-100/120-TL:** Manual do produto. 2018. Disponível em: https://loja.l8 energy.com/wp-content/uploads /2018/04/Manual-PVS-100_120-TL_POR.pdf. Acesso em: 19 jul. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída:** sistema de compensação de energia elétrica. Cadernos Temáticos ANEEL, Brasília, ed. 2, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n° 697/2015**, de 16 de dezembro de 2015. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Brasília, DF: ANEEL, 2015. Disponível em: http://www2.aneel. gov.br/cedoc/ren 2015697.pdf. Acesso em: 19 jul. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST**, MÓDULO 8 – QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist. Acesso em: 24 jul. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n° 822/2018**, de 26 de junho de 2018. Altera a Resolução Normativa nº 697, de 26 de junho de 2018. Brasília, DF: ANEEL, 2018. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018822.pdf. Acesso em: 19 jul. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**. 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao. Acesso em: 19 jul. 2022.

ALEXANDRE, C. K.; SADIKU, M. N. O. **Fundamentos de circuitos elétricos**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. Disponível em: https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/ 9788580551730/. Acesso em: 19 jul. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149**: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013a. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/ aplicacao/usuario/asp/main.asp. Acesso em: 19 jul. 2022.

_____. **NBR 16150**: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimentos de ensaios de conformidade. Rio de Janeiro: ABNT, 2013b. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/ aplicacao/usuario/asp/main.asp. Acesso em: 19 jul. 2022.

BENEDITO, R. S. **Análise de um Mecanismo de Compensação de Reativos Incorporado aos Inversores de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica.** 2015. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2014. Disponível em: https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-16122014-000110/pt-br.php. Acesso em: 19 jul. 2022.

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 – Campus Florianópolis, Florianópolis, 2019. Disponível em: https://repositorio.ifsc.edu.br/handle/123456789/1235. Acesso em: 19 jul. 2022.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. PINHO, J. T. (Org.); GALDINO, M. A. (Org.). Rio de Janeiro: CEPEL; CRESESB, 2014. 529 p. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 19 jul. 2022.

CHAVES, F. D. M. **Serviços Ancilares Através da Geração Distribuída:** Reserva de Potência Ativa e Suporte de Reativos. 2009. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/263814. Acesso em: 19 jul. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Relatório Síntese - Balanço Energético Nacional** – **Ano Base 2019**: Resultados preliminares. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020. Acesso em: 19 jul. 2022.

EPRI. OpenDSS. 2022. Disponível em: https://www.epri.com/pages/sa/opendss. Acesso em: 19 jul. 2022.

FREITAS, B. N. **Análise de um Sistema Fotovoltaico de Geração Distribuída com Bateria Integrada de Alto Desempenho**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2017. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/182221. Acesso em: 24 jul. 2022.

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.

GAMA, D. P A. **Simulação da Técnica Peak Shaving Aplicada em Redes de Distribuição Utilizando o Software Opendss**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2020. Disponível em: https://ele.ufes.br/en/projetos-de-graduacao-202001-e-202002. Acesso em: 19 jul. 2022.

IEEE. **IEEE PES Test Feeder**. 2017. Disponível em: https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/. Acesso em: 24 jul. 2022.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2000. Disponível em: https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788521216896/. Acesso em: 19 jul. 2022.

LACHOVICZ, F. J. **Planejamento de Suporte de Reativo para Redes de Distribuição com Forte Penetração de Geração Solar Fotovoltaica.** 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2018. Disponível em: https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/57480. Acesso em: 19 jul. 2022.

MEDINA, A. C. R. **Valoração de Serviços Ancilares de Geradores Distribuídos.** 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/handle/11449/100335. Acesso em: 19 jul. 2022.
NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **U. S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark:** Q1 2017. Golden: NREL, 2017. Disponível em: https://www.nrel.gov /docs/fy17osti/68925.pdf. Acesso em: 19 jul. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede:** Submódulo 14.1 – Administração dos serviços ancilares**:** visão geral, de 16 de agosto de 2019. Dispõe sobre as atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasília: 2019a. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico. Acesso em: 19 jul. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede:** Submódulo 14.2 – Arranjos comerciais para os serviços ancilares, de 16 de agosto de 2019. Dispõe sobre as diretrizes para administração dos serviços ancilares prestados pelos agentes de geração no que se refere ao estabelecimento dos arranjos comerciais. Brasília: 2019b. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico. Acesso em: 19 jul. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede:** Submódulo 14.3 – Apuração dos serviços ancilares, de 01 de janeiro de 2017. Dispõe sobre as diretrizes para a apuração do serviço ancilar de suporte de reativos prestado pelas unidades geradoras que estejam operando como compensador síncrono, prestado por agentes de geração. Brasília: 2017a. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico. Acesso em: 19 jul. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede:** Submódulo 21.9 – Análise técnica dos serviços ancilares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral, de 01 de janeiro de 2017. Dispõe sobre a análise técnica para efetivação dos serviços ancilares. Brasília: 2017b. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico. Acesso em: 19 jul. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede:** Submódulo 26.2 – Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas, de 05 de agosto de 2009. Dispõe sobre as atribuições das responsabilidades, estabelecer os critérios para a identificação da modalidade de operação de usinas do SIN e definir o relacionamento destas com o ONS. Brasília: 2009. Disponível em: http://www. http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2026%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2_Rev_1.0.pdf. Acesso em: 19 jul. 2022.

RIBEIRO, D. G. **Análise do Impacto da Geração Fotovoltaica na Rede de Distribuição do IEEE de 13 Barras Utilizando o Opendss**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro preto, 2019. Disponível em: https://www.monografias.ufop.br/handle/35400000/2253. Acesso em: 19 jul. 2022.

ROCHA, J. P. M. **Compensação de Harmônicos como Serviço Ancilar em Geração Distribuída.** 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017. Disponível em: https://repositorio.ufpb.br/jspui/handle/123456789/12694?locale=pt_BR. Acesso em: 19 jul. 2022.

SARMIENTO, J. E. **Modelagem de Inversores em Fluxo de Potência Reativa como Serviço Ancilar na Distribuição.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2016. Disponível em: http://tede.unioeste.br/handle/tede/1034. Acesso em: 19 jul. 2022.

SHAYANI, R. A. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade de Brasília, Brasília, 2010. Disponível em: https://repositorio.unb.br/ bitstream/10482/7117/1/2010_RafaelAmaralShayani.pdf. Acesso em: 19 jul. 2022.

SILVA, R. H. **Metodologia de Análise para um Mercado Competitivo de Potência Reativa do Ponto de Vista de uma Concessionária de Distribuição.** 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/89283. Acesso em: 19 jul. 2022.

SOLAREDGE. **Inversor monofásico: Carregador de Carro Elétrico:** Manual do produto. 2019. Disponível em: https://www.solaredge.com/br/ev-charger. Acesso em: 24 jul. 2022.

VILLALVA, M. Fator de potência das instalações e controle de potência nos inversores. **Canal Solar**, 2020. Disponível em: https://canalsolar.com.br/fator-de-potencia-das-instalacoes-e-controle-de-potencia-nos-inversores/#:~:text=O%20 inversores %20grid%2Dtie%20para,produzir%20correntes%20indutivas%20ou%20capacitivas. Acesso em: 24 jul. 2022.

APÊNDICE A – MODELAGEM DAS GDFVS NO OPENDSS

➢ Modelagem de GDFV para inserção em uma única barra

Tendo como base a barra 675, segue a modelagem de GDFV com diversos cenários de FP.

- Cabeçalho

```
New XYcurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
New XYcurve.MyEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
```

- Modelagem de GDFV na barra 675 com FP = 1

```
// PVsystem nó 675 - 20% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=713.42 temperature=25 pf=1 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 40% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1426.84 temperature=25 pf=1 kVA=1426.84
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 60% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2140.26 temperature=25 pf=1 kVA=2140.26
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 80% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2853.68 temperature=25 pf=1 kVA=2853.68
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 100% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=3567.1 temperature=25 pf=1 kVA=3567.1
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 120% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=4280.52 temperature=25 pf=1 kVA=4280.52
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na barra 675 com FP = 0,9

```
// PVsystem nó 675 - 20% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 40% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1284.16 temperature=25 pf=0.9 kVA=1426.84
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 60% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1926.23 temperature=25 pf=0.9 kVA=2140.26
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 80% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2568.31 temperature=25 pf=0.9 kVA=2853.68
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 100% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=3210.39 temperature=25 pf=0.9 kVA=3567.1
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 120% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=3852.47 temperature=25 pf=0.9 kVA=4280.52
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na barra 675 com FP = 0,8

```
// PVsystem nó 675 - 20% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=570.74 temperature=25 pf=0.8 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 40% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1141.47 temperature=25 pf=0.8 kVA=1426.84
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 60% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1712.21 temperature=25 pf=0.8 kVA=2140.26
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 80% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2282.94 temperature=25 pf=0.8 kVA=2853.68
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 100% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2853.68 temperature=25 pf=0.8 kVA=3567.1
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 120% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=3424.42 temperature=25 pf=0.8 kVA=4280.52
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na barra 675 com FP = 0,7

```
// PVsystem nó 675 - 20% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=499.39 temperature=25 pf=0.7 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 40% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=998.79 temperature=25 pf=0.7 kVA=1426.84
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 60% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1498.18 temperature=25 pf=0.7 kVA=2140.26
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 80% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1997.58 temperature=25 pf=0.7 kVA=2853.68
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 100% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2496.97 temperature=25 pf=0.7 kVA=3567.1
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 120% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2996.36 temperature=25 pf=0.7 kVA=4280.52
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na barra 675 com FP = 0,6

```
// PVsystem nó 675 - 20% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=428.05 temperature=25 pf=0.6 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 40% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=856.1 temperature=25 pf=0.6 kVA=1426.84
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 60% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1284.16 temperature=25 pf=0.6 kVA=2140.26
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 80% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=1712.21 temperature=25 pf=0.6 kVA=2853.68
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 100% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2140.26 temperature=25 pf=0.6 kVA=3567.1
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// PVsystem nó 675 - 120% //
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=2568.31 temperature=25 pf=0.6 kVA=4280.52
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV para inserção em diversas barras da rede

- Cabeçalho

```
New XYcurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
New XYcurve.MyEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
```

- Modelagem de GDFV na rede para 20%

```
//----------------------------TESTE 01--------------------------//

// BARRA 01---------------------------- // PVsystem nó 6375//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02---------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03---------------------------- // PVsystem nó 680//
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 02--------------------------//

// BARRA 01---------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02---------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03---------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 03--------------------------//

// BARRA 01---------------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02---------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03---------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na rede para 40%

```
//----------------------------TESTE 01---------------------------//

// BARRA 01---------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02---------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03---------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04---------------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 02---------------------------//

// BARRA 01--------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------- // PVsystem nó 680//
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03---------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 03---------------------------//

// BARRA 01---------------------------- // PVsystem nó 680//
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02---------------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03---------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04---------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na rede para 60%

```
//----------------------------TESTE 01--------------------------//

// BARRA 01-------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03--------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04-------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05-------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 02--------------------------//

// BARRA 01--------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03-------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05----------------------------// PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 03--------------------------//

// BARRA 01-------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02----------------------------// PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03-------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT


// BARRA 05-------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na rede para 80%

```
//----------------------------TESTE 01--------------------------//

// BARRA 01--------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 680//
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03--------------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05---------------------------// PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 06--------------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 02--------------------------//

// BARRA 01--------------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03--------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04----------------------------// PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05--------------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 06--------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 03--------------------------//

// BARRA 01------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 06------------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na rede para 100%

```
//----------------------------TESTE 01--------------------------//
// BARRA 01--------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03---------------------------// PVsystem nó 680//
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05--------------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 06--------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08  temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 07--------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04  temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 02--------------------------//
// BARRA 01--------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03--------------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05--------------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 06----------------------------// PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 07----------------------------// PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 03--------------------------//
// BARRA 01------------------------- // PVsystem nó 634
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 671
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03------------------------- // PVsystem nó 675
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04------------------------- // PVsystem nó 692/
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05--------------------------- // PVsystem nó 633
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 06------------------------- // PVsystem nó 632
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 07------------------------- // PVsystem nó 680
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

- Modelagem de GDFV na rede para 120%

```
//----------------------------TESTE 01--------------------------//
// BARRA 01--------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 680//
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03--------------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05----------------------------// PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 06--------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 07--------------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 08--------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04  temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 02--------------------------//
// BARRA 01----------------------------// PVsystem nó 680//
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03--------------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05--------------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 06--------------------------- // PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 07--------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 08--------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

//----------------------------TESTE 03--------------------------//
// BARRA 01----------------------------// PVsystem nó 671//
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=671 kv=4.16 irrad=1 pmpp=160.52 temperature=25 pf=0.9 kVA=178.36
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 02--------------------------- // PVsystem nó 675//
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=675 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 03--------------------------- // PVsystem nó 670//
New PVSystem.PV670 phases=3 bus1=670 kv=4.16 irrad=1 pmpp=481.56 temperature=25 pf=0.9 kVA=535.07
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 04--------------------------- // PVsystem nó 692//
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=692 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 05--------------------------- // PVsystem nó 634//
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=634 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```

```
// BARRA 06---------------------------- // PVsystem nó 632//
New PVSystem.PV632 phases=3 bus1=632 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 07---------------------------- // PVsystem nó 680//
New PVSystem.PV680 phases=3 bus1=680 kv=4.16 irrad=1 pmpp=642.08 temperature=25 pf=0.9 kVA=713.42
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT

// BARRA 08---------------------------- // PVsystem nó 633//
New PVSystem.PV633 phases=3 bus1=633 kv=4.16 irrad=1 pmpp=321.04 temperature=25 pf=0.9 kVA=356.71
~ effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
```