

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**GUSTAVO PIANOVSKI DA SILVA**

**ANÁLISE ESTÁTICA DE OPERAÇÃO ILHADA DE MICRORREDES  
UTILIZANDO O *SOFTWARE* OPENDSS**

**APUCARANA  
2022**

**GUSTAVO PIANOVSKI DA SILVA**

**ANÁLISE ESTÁTICA DE OPERAÇÃO ILHADA DE MICRORREDES  
UTILIZANDO O *SOFTWARE* OPENDSS**

**Static analysis of microgrids island operation using OpenDSS software**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná- UTFPR Campus Apucarana, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Renan Silva Maciel

**APUCARANA  
2022**



4.0 Internacional

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**GUSTAVO PIANOVSKI DA SILVA**

**ANÁLISE ESTÁTICA DE OPERAÇÃO ILHADA DE MICRORREDES  
UTILIZANDO O *SOFTWARE* OPENDSS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação  
apresentado como requisito para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Elétrica da  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
(UTFPR).

Data de aprovação: 14/junho/2022

---

Renan Silva Maciel  
Doutor em Engenharia Elétrica  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Sebastião de Jesús Manrique Machado  
Doutor em Engenharia Elétrica  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Bruno de Nadai Nascimento  
Doutor em Engenharia Elétrica  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dedico este trabalho aos meus pais, irmãos e à minha noiva, que sempre me amaram, apoiaram e me deram forças para seguir em frente.

## AGRADECIMENTOS

GRATIDÃO! Essa é a palavra que resume os meus anos de formação acadêmica. Gratidão a Deus pela sabedoria e pelo dom da vida, a Nossa Senhora e São José, que intercederam por mim e transmitiram tantas orações ao longo dessa jornada. Agradeço ao GOU Filho Amado, que proporciona o encontro com Deus dentro do ambiente universitário.

Gratidão à minha família, maior presente que Deus poderia me dar. Tanto apoio, tantas orações e toda a confiança depositada em mim. Foram muitos momentos de renúncia para buscar esse sonho, que vai desde aniversário de familiares até o nascimento da nossa maior alegria, a minha sobrinha Marina. Agradeço, de modo especial os meus pais, José Carlos e Maria Inês, e meus irmãos, Rodrigo e Elisa.

Gratidão à minha noiva, Fernanda Dantas, por todo amor, incentivo, companheirismo, amizade e paciência. Me orgulho da mulher criativa, inovadora e incrível que és, que em todos os momentos me motivou, alegrou e fortaleceu nessa batalha de UTFPR. Agradeço por ter permitido compartilhar emoções e aflições dessa jornada, e pelas muitas surpresas que fez por mim para amenizar um pouquinho da saudade. SAWABONA PARA VOCÊ!

Gratidão aos profissionais que transmitiram seu conhecimento ao longo desses anos e a UTFPR, por proporcionar ensino público e de qualidade a seus discentes. Gratidão ao excelente Professor Renan, que me guiou ao longo dessa caminhada de pesquisa, cuja parceria vem desde 2019, com Monitoria, Iniciação Científica e Trabalho de Conclusão de Curso.

Gratidão aos colegas e amigos que a UTFPR me presenteou. Amigos que batalharam juntos e somaram forças em dias e noites de estudos. Gratidão aos amigos de infância, aqueles que sempre levo em meu coração e os admiro muito.

Gratidão à Empresa Júnior NOTTON e seus membros, por tamanha experiência compartilhada. Agradeço aqui o Professor orientador da EJ, Rodrigo Pereira, que não mediu esforço para aconselhar, incentivar e apoiar o desenvolvimento nessa jornada de empresário júnior.

Enfim, GRATIDÃO a todos que, de alguma maneira, fizeram parte da minha graduação e contribuíram para a formação em Engenharia Elétrica.

## RESUMO

O estudo de microrredes ilhadas tornou-se objeto constante de pesquisa, devido às suas diversas vantagens para seus usuários e aos desafios técnicos que a operação ilhada apresenta. Alguns dos principais temas de investigação nessa área são: o estudo de método de fluxo potência para sistemas ilhados, os modos de controle de tensão e frequência para sua operação segura, metodologias de corte de carga para garantir segurança nos níveis de tensão e frequência, aproveitamento dos Recursos Energéticos Distribuídos em sistemas de distribuição, entre outros. Além disso, as microrredes tendem a ser estimuladas com o crescimento desses recursos energéticos e com a necessidade das concessionárias de distribuição de energia elétrica por melhorias na qualidade de energia e do serviço prestado aos clientes. Assim, este trabalho apresenta estudos estáticos de redes de distribuição, nos quais foram investigados os níveis de tensão nas barras e a frequência do sistema ilhado e estratégias de corte de carga para manter os níveis de tensão. Nesse tipo de sistema, é necessário que os geradores atuem de forma a controlar essas duas variáveis da microrrede ilhada. Uma dessas formas de atuação trata-se do modo de controle de *droop*. Para a análise estática da microrrede, foram realizadas simulações no *software* OpenDSS via interface COM em conjunto com o MATLAB, utilizando um algoritmo de fluxo de potência para microrredes ilhadas, que incorpora as características das curvas de *droop*. Além disso, implementaram-se ferramentas de ajustes de cargas para operação ilhada da microrrede, tanto para reduzi-las buscando o equilíbrio entre geração e demanda, quanto para melhorar o perfil de tensão, seja através de redistribuição dessas cargas entre as barras ou por meio de um corte. Nesse sentido, trabalhou-se com um sistema de distribuição real da região sudeste do Brasil, onde há uma quantidade considerável de geração distribuída na forma de Centrais Geradoras Hidrelétrica e Pequenas Centrais Hidrelétrica. Avaliou-se essas etapas do algoritmos em cenários de carga leve, média e pesada e de geração baixa, intermediária e alta. Os resultados obtidos para os cortes de cargas que provê o equilíbrio entre geração e demanda são satisfatório, em que nota-se atuação próximo da capacidade máxima dos geradores de *droop*. Além de tudo, o algoritmo evitou corte de cargas devido aos baixos níveis de tensão, por meio da estratégia de redistribuir as cargas entre as barras da microrrede. E ainda, constata-se que todas as tensão das barras se mantiveram dentro dos limites aceitáveis, mostrando a eficácia desse algoritmo. O método proposto foi validado em um rede real de distribuição, destacando que essa pode ser uma metodologia para avaliação de investimentos em microrredes pelas distribuidoras.

Palavras-chave: Microrredes; Geração Distribuída; Fluxo de Potência; Curva de *droop*; OpenDSS; Corte de Cargas;

## ABSTRACT

The study of islanded microgrids has become a constant subject of research, due to several advantages for its users and the technical challenges that the islanded operation poses. Some of the main subjects in this research field are: the study of power flow method for islanded system, the frequency and voltage control mode for your secure operation, methodologies of load shedding to ensure security in voltage and frequency level, use of Distributed Energy Resources in distribution systems, among others. Moreover, the microgrids tend to be stimulated with the increase of these energy resources and with the need of the utilities for improvements in power quality. Thus, this work presents static studies of grids in a distribution system, in which the voltage levels in the buses and the frequency of the islanded system were investigated and load shedding strategies to maintain voltage levels. In this type of system, the generators must control the voltage and frequency levels of the island microgrid. One of these ways of acting is the droop control mode. For this, simulations were performed in OpenDSS software via COM interface together with MATLAB, using a power flow algorithm for islanded microgrids, which incorporates the characteristics of droop curves. Additionally, load adjustment tools were implemented, both to reduce them, seeking a balance between generation and demand, and to improve the voltage profile, either through redistribution of these loads between the bars or through a shedding. In this sense, worked with a real distribution system in the southeastern region of Brazil, where there is a considerable amount of small hydroelectric power plants. These algorithm steps were evaluated in light, medium and heavy load scenarios and low, intermediate and high generation scenarios. The results obtained for the load cuts that provide the balance between generation and demand are satisfactory, in which it is possible to observe a performance close to the maximum capacity of the *droop* generators. In addition, the algorithm avoided load shedding due to low voltage levels, through the strategy of redistributing the loads between the microgrid buses. Furthermore, it appears that all bus voltages remained within acceptable limits, showing the effectiveness of this algorithm. The proposed method was validated in a real distribution network, highlighting that this can be a methodology for evaluating investments in microgrids by distributors.

Keywords: Microgrids; Distributed Generation; Power Flow; *Droop* Curve; OpenDSS; Load Shedding;

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>14</b>
<b>2.1</b>	<b>Geração Distribuída</b>	<b>14</b>
<b>2.2</b>	<b>Microrredes</b>	<b>16</b>
<b>2.3</b>	<b>Fluxo de potência em microrredes</b>	<b>19</b>
2.3.1	Métodos de Newton-Raphson baseados em componentes de sequência	19
2.3.2	Métodos de Newton-Raphson adaptados	20
2.3.3	Métodos de Varredura	20
<b>2.4</b>	<b>Características gerais de sistemas de distribuição e microrredes</b>	<b>29</b>
2.4.1	Metodologias de análises de microrredes em sistema de distribuição	31
2.4.2	Corte de cargas em operação de microrredes ilhadas	34
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>37</b>
<b>3.1</b>	<b>Metodologia para análise estática de microrrede</b>	<b>37</b>
3.1.1	Análise prévia da microrrede com e sem GD	37
3.1.2	Operação ilhada da microrrede	38
<b>3.2</b>	<b>Algoritmo para análise estática de microrredes ilhadas</b>	<b>39</b>
3.2.1	Metodologia de corte de cargas	41
3.2.2	Metodologia de redistribuição e corte de cargas por tensão	43
<b>3.3</b>	<b>Ferramenta computacional para análise de fluxo de potência</b>	<b>45</b>
3.3.1	O <i>software</i> OpenDSS	46
3.3.2	Fluxo de potência para microrredes ilhadas	47
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>50</b>
<b>4.1</b>	<b>Sistema de distribuição real</b>	<b>50</b>
<b>4.2</b>	<b>Análise prévias da microrrede com e sem GD</b>	<b>53</b>
4.2.1	Cenários de carga leve	54
4.2.2	Cenários de carga pesada	55
4.2.3	Potência líquida na barra de referência	56
<b>4.3</b>	<b>Operação ilhada da microrrede</b>	<b>57</b>
4.3.1	Geradores das barras 13 e 15 com controle de <i>droop</i>	57
4.3.1.1	<u>Cenários de carga com geração baixa</u>	58
4.3.1.2	<u>Cenários de carga com geração intermediária</u>	62
4.3.1.3	<u>Cenários de carga com geração alta</u>	65
4.3.2	Alternativas de operação para os geradores da barra 13 e 15	68
<b>4.4</b>	<b>Considerações finais dos resultados obtidos</b>	<b>72</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>75</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>77</b>



<b>APÊNDICE A</b>	<b>Modelagem da microrrede no OpenDSS a partir de modelo disponível no <i>software</i> Anarede . . . . .</b>	<b>81</b>
<b>APÊNDICE B</b>	<b>Validação dos resultados utilizando microrrede de teste de 33 barras . . . . .</b>	<b>90</b>

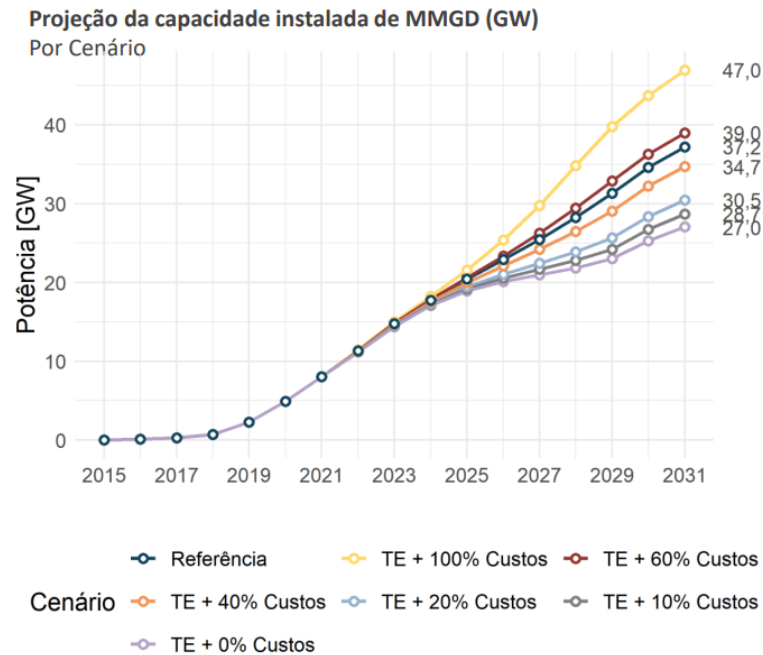
## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos o Brasil tem descentralizado cada vez mais a geração de energia elétrica. Atualmente fontes de energia como a geração solar, eólica e biomassa, tem despontado no sistema elétrico do país, inclusive na rede de distribuição das concessionárias de energia. Essa entrada no sistema de distribuição é impulsionada pelas políticas públicas que beneficiam as fontes de energia renovável e com baixo impacto ambiental, como a Resolução Normativa da ANEEL 482/2012 (ANEEL, 2012). Dessa maneira, a geração de energia tem avançado em todos os níveis do sistema elétrico, inclusive na baixa tensão de distribuição. Nesse contexto, surge a necessidade de realizar estudos que garantam a segurança energética dos usuário e contribuam para a disseminação dessa geração.

A Geração Distribuída (GD) vem como alternativa de diminuir a demanda pelas grandes centrais geradoras centralizadas, e promover uma geração de energia próximo ao centros consumidores, postergando os investimentos na expansão do sistema de transmissão. Segundo dados de Geração Distribuída da ANEEL (2021a), somente no primeiro semestre de 2021, foram instalada no Brasil, 2,6 GW de potência em Mini e Microgeração Distribuída (MMGD), totalizando um montante de 6,4 GW de potência instalada em todo o território nacional. Desse montante, destaca-se a geração solar fotovoltaica com, aproximadamente, 97% do total. Atualmente a MMGD está presente em mais de 95% dos municípios brasileiros, comprovando a característica de geração descentralizada.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031, 83% da matriz energética nacional será de fontes renováveis, sendo 27,7% as fontes eólica e solar centralizada, enquanto a MMGD contribuirá com 7,9% da carga do sistema elétrico em 2031 (EPE, 2022). Além disso, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por meio dos estudos para o PDE (2021), projetou diversos cenários de crescimento apontando uma variação aproximada de até 20 GW de potência instalada, a depender do cenário de remuneração da energia injetada na rede. A projeção da capacidade instalada de MMGD é mostrada na Figura 1. Como pode ser observado na Figura 1 mesmo no pior cenário há uma projeção de mais de 200% de crescimento da capacidade instalada de MMGD. Já no melhor cenário, a projeção de crescimento é ainda maior, podendo alcançar quase 400%.

Um conceito importante na área de sistemas de energia elétrica é de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), que compreende GD, armazenamento de energia e gerenciamento de cargas (CAÑIZARES et al., 2014) . Diante dos REDs, impulsionado principalmente pela perspectiva de crescimento de MMGD, o conceito de microrredes tende a ganhar cada vez mais relevância no Brasil. As microrredes trazem uma série de benefícios para os sistemas elétricos e seus usuários, a saber: maior confiabilidade no fornecimento de energia, postergação de investimento em melhorias das redes de distribuição, melhor eficiência energética, além dos fatores ambientais, uma vez que, normalmente, são utilizadas fontes renováveis de energia

**Figura 1 – Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW)**

**Fonte: EPE (2021)**

(MAHMOUD; HUSSAIN; ABIDO, 2014).

Conforme ANEEL (2022), alguns temas recentes de discussão envolvem os limites de atuação das microrredes de modo que não afetem os contratos de concessão das distribuidoras, a compra e venda entre seus usuários, a remuneração dos serviços prestados para a rede da distribuidora, como redução de carga no horário de ponta, injeção de energia, controle de tensão, entre outros, e os parâmetros técnicos e econômicos que a agência reguladora deveria acompanhar e regulamentar. Isso demonstra o interesse da ANEEL em regulamentar tal área, visando uma expansão dos REDs trazendo benefícios ao setor elétrico e seus usuários.

Com buscas constante de melhores índices de fornecimento de energia por parte das concessionárias, as microrredes começam a ser implementadas nos Sistema de Distribuição (SD). Por exemplo, a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), tem lançados projetos para o uso de microrredes no estado. Recentemente, a concessionária lançou uma Chamada Pública para compras de energia elétrica oriunda de GD (COPEL, 2020), cujo objetivo é contratar geradores para que possam constituir uma microrrede em caso de interrupção da distribuição de energia, alimentando a cargas por ao menos cinco horas. Outro projeto lançado pela Companhia, visando a uma futura implementação de microrredes, é o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) na área de armazenamento de energia, pelo qual a cidade paranaense de Ipiranga receberá sistema de armazenamento, possibilitando que os alimentadores que receber essa tecnologia possa funcionar de maneira ilhada do sistema de distribuição (COPEL, 2021).

Entretanto, as operações ilhadas das microrredes trazem diversos desafios técnicos, devido a necessidade dos vários REDs funcionarem de forma coordenada para manter a frequência

e a tensão da rede dentro dos limites definidos. Vale destacar que, a operação conectada a rede também necessita de coordenação para manter os níveis de tensão e o despacho dos geradores. No entanto, o objetivo deste trabalho é tratar apenas do cenário ilhado. Uma abordagem comum para a operação desconectada, consiste em reproduzir nas microrredes uma estratégia consagrada de operação de sistemas de energia elétrica: os geradores operam em um modo chamado de estatismo, baseados nas curvas de *droop*, juntamente com uma estratégia de controle hierárquico, que garante a frequência e tensão da rede e o despacho econômico da geração (ALLAM; HAMAD; KAZERANI, 2018; CAÑIZARES et al., 2014; FRANÇA et al., 2017; GUERRERO et al., 2013). Adicionalmente, há outros desafios relacionados à modelagem e à análise do sistema, ao planejamento da operação para obter o equilíbrio entre carga e geração e a coordenação do sistema de proteção (GURSKI, 2020; HOOSHYAR; IRAVANI, 2017; TARANTO; ASSIS, 2017).

As análises estáticas de microrredes trazem informações importantes para fomentar a operação ilhada, sendo possível explorar cenários anteriores a ocorrência de perturbações, avaliar a capacidade de atendimento da demanda com a geração existente na microrrede, além do perfil de tensão do ilhamento. Essas análises são importante para avaliar a segurança elétrica da microrrede, e fornecer embasamento técnico para ações preventivas por parte de operador (GURSKI, 2020). Além disso, os estudos estáticos fornecem uma prévia para os dinâmicos, que requerem um maior esforço computacional. As análises estáticas deste trabalho buscam propor uma ferramenta para operação ilhada com corte de carga que seja flexível e de funcionamento simples de se compreender. O objetivo é aproveitar ao máximo a capacidade de geração das unidades e manter todas as tensões dentro dos limites especificados. Todas essas metodologias devem ser simuladas e avaliadas em uma rede de distribuição real de alta e média tensão, com quantidade de geração distribuída considerável. Os resultados obtidos nessas análises, devem ser avaliados em uma etapa posterior, que se trata dos estudos dinâmicos da microrrede ilhada, assim como a implementação de técnicas de controle secundário, a fim de corrigir a frequência da ilha, e até mesmo de controle terciário.

Frente aos desafios técnico citados, à expectativa de crescimento de MMGD impulsionando as microrredes, e à maior incorporação de microrredes no sistema de distribuição de energia, este trabalho visa a realizar um estudo de capacidade de operação de parte de uma rede distribuição como microrrede ilhada, por meio de análise estática do sistema, utilizando ferramenta de fluxo de potência adaptada para o modo estatismo e seguindo normas específicas (IEEE, 2018).

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Realizar modelagem de uma rede de distribuição real a partir do Anarede para ser implementada no OpenDSS;
- Avaliação da influência da GD nos níveis de tensão do Sistema de Distribuição;
- Estudo de cenários de referência, com a microrrede conectada em uma barra que emula o barramento infinito;

- Realizar cálculo de fluxo de potência em microrredes ilhadas com geradores operando com as características de *droop*;
- Análise estática de diferentes patamares de cargas e geração na microrrede;
- Aplicar metodologia de corte de cargas para possibilitar o equilíbrio entre geração e demanda;
- Estabelecer procedimento para o corte de cargas através de redistribuição das demanda das barras com a finalidade de elevar os níveis de tensão.

Este trabalho é estruturado do seguinte modo: na Seção 2 são abordados os conceitos teóricos relacionados ao tema deste trabalho, como geração distribuída, microrrede e fluxo de potência em microrredes ilhadas e as características gerais de sistema de distribuição. A metodologia é apresentada na Seção 3, em que se propõe uma ferramenta de análise estática em microrredes ilhadas operadas por *droop*, que leva em consideração o corte de cargas para prover o equilíbrio entre geração e demanda, e a redistribuição e corte para elevar os níveis de tensão do ilhamento. Além disso, mostra uma ferramenta própria de análise de fluxo de potência que incorpora as características de *droop*, utilizando o *software* OpenDSS. Por sua vez, na Seção 4 são apresentados o sistema de distribuição real utilizado na simulação de microrredes, bem como os resultados da análise prévia da microrrede, a execução do algoritmo proposto em nove diferentes cenários de geração e carga, além de alternativas para operação dos geradores. Finalmente, na Seção 5 são apresentadas as conclusões deste trabalho e as sugestões para desenvolvimentos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A operação de microrredes ilhadas no sistema de energia envolve diversos conceitos e técnicas técnicas para análise do sistema. Desse modo, é necessário apresentar a estrutura e os principais elementos que estão envolvidos na microrrede, como os recursos energéticos distribuídos, os métodos de resolução de fluxo de potência e as características do sistema de distribuição de energia.

### 2.1 Geração Distribuída

De maneira geral, a geração distribuída é caracterizada por geradores conectados ao sistema de distribuição de energia, localizados próximos aos pontos de consumo. As fontes de GD são das mais variadas possíveis, podendo ser energia solar, Central Geradora Hidrelétrica (CGH) e Pequena Central Hidrelétrica (PCH), usinas termelétricas de energia, usinas de biogás, eólica, entre outras.

Ackermann, Andersson e Söder (2001) trouxeram uma ampla discussão a respeito da definição de geração distribuída. Na época, diversas regiões do mundo utilizavam termos como geração incorporada, geração dispersa e geração descentralizada para se referir ao conceito normalmente estabelecido como geração distribuída. Dessa maneira, os autores discutiram acerca do propósito, localização, tecnologia, modo de operação, ponto de entrega, entre outras, para definir de maneira mais apropriada a geração distribuída. Finalmente, a definição proposta pelos autores estabelece que "a geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no local de medição do cliente".

Segundo Yadav e Srivastava (2014), geração distribuída é definida como geração de energia de pequenas fontes situada mais perto do consumidor, com principal objetivo de reduzir as perdas pelo transporte de potência em longas distâncias e melhorar o perfil de tensão do sistema de distribuição. Mahmoud, Hussain e Abido (2014) definem a GD como a geração de energia por unidades geradoras com potência consideravelmente inferior as geradoras centralizadas, de modo que permita ser conectada em qualquer ponto do sistema elétrico.

Por fim, o caderno temático da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) traz definições para geração distribuída e para a micro e a minigeração distribuída. A GD é definida como geradores de pequeno porte conectado próximo as unidades consumidoras de energia, independentemente da fonte de eletricidade, seja renovável ou não (ANEEL, 2016). Por sua vez, a MMGD é caracterizada por pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, localizadas em unidades consumidoras e conectadas à rede de distribuição (ANEEL, 2016). Já a classificação que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga e a autorização de geração no Brasil, define a geração distribuída sendo "a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de

agentes concessionários, permissionários ou autorizados [...] conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador", excluindo geradores hidrelétricos maiores que 30 MW e termelétricas com eficiência energética menor que 75%. (DEPUTADOS, 2004).

Para este trabalho, adota-se como conceito de geração distribuída sendo, uma geração conectada diretamente à rede de distribuição, independentemente do nível de tensão e com potência inferior a 30 MW.

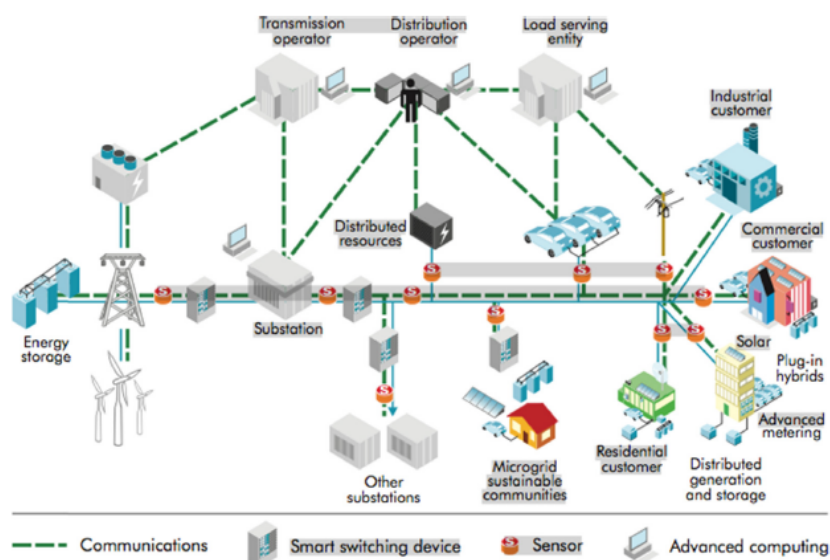
A geração distribuída propicia uma série de benefícios ao sistema elétrico, ao seus usuários e ao meio ambiente, quando essa é oriunda de fonte renovável de energia. Dentre esses benefícios, pode-se citar a redução das perdas referente ao transporte de energia, postergação de investimento de expansão no sistema, menor utilização de fontes poluentes de energia e a melhoria do nível de tensão em períodos de alta demanda.

Entretanto, a GD traz alguns desafios técnicos na sua disseminação, como o aumento da complexidade para operar e planejar a rede de distribuição, uma vez que o fluxo de potência pode passar a ser bidirecional; aumento no nível de tensão em períodos de carga leve e geração alta; entre outros desafios.

Os Recursos de Energia Distribuídos são uma maneira de se beneficiar ainda mais das vantagens da GD. Para isso, além da geração, equipamentos de armazenamento de energia e a infraestrutura para controle de cargas compõem esse novo conceito. O armazenamento apresenta potencial para gerenciamento de energia para os clientes e os operadores do sistema elétrico, quando se trata de consumidores com tarifação horária, por exemplo.

Por fim, a maior aplicação de tecnologias de comunicação para o gerenciamento das redes de distribuição deve permitir o controle das cargas e a integração dessas várias tecnologias. A Figura 2 ilustra a utilização dos REDs integrado ao sistema de distribuição e transmissão de energia sendo gerenciados pelos operadores através de um sistema de comunicação.

**Figura 2 – Recursos Energéticos Distribuídos integrado ao Sistema Elétrico**



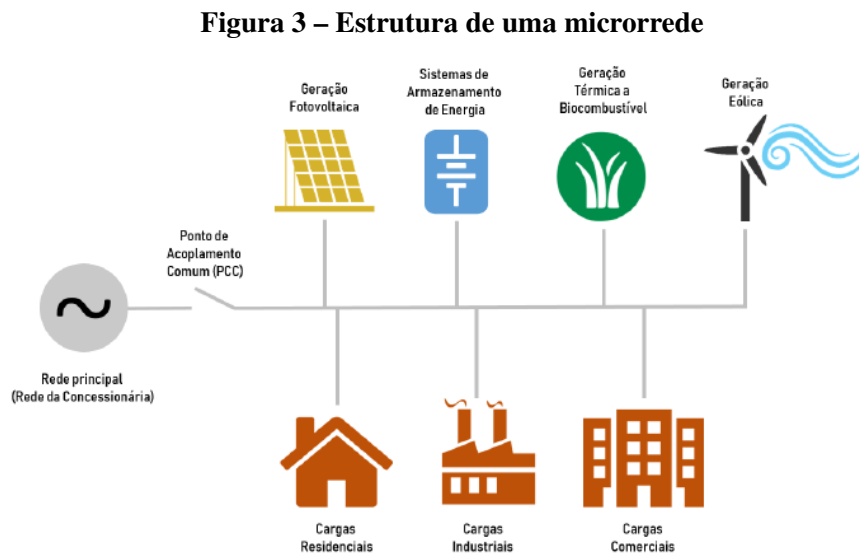
Fonte: Colmenar-Santos et al. (2016)

## 2.2 Microrredes

O *Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)*, define microrredes como sendo cargas interconectadas com capacidade de coordenação coordenada dos REDs, dentro de uma área eletricamente limitada, com capacidade de operar no modo conectado ou desconectado da rede principal (IEEE, 2018). Para a ANEEL, uma microrrede é uma rede de distribuição de energia atendida por geração distribuída, que pode operar isolada do sistema de distribuição (ANEEL, 2021b). Por sua vez, Mahmoud, Hussain e Abido (2014) definem as microrredes como sistemas de baixa tensão de distribuição que reúnem geração, armazenamento e cargas, apresentando capacidade de suprimento local de energia.

As microrredes podem ser operadas no modo conectado à rede tradicional de distribuição, em que grandezas como frequência e tensão são controladas pelo sistema; ou isolado dessa rede, em que deve possuir um mecanismo próprio de controle de frequência e tensão. Quando conectada à rede, dependendo das condições técnicas e econômicas, a microrrede pode operar ora consumindo energia, como uma carga, ora fornecendo energia, como um gerador. Já no modo ilhado, as potências ativa e reativa geradas na microrrede devem estar em equilíbrio com a demanda de cargas e as perdas. A conexão com a rede principal é realizada através do Ponto de Acoplamento Comum (PAC) (CAÑIZARES et al., 2014). Desse modo, a microrrede deve possuir limites elétricos definidos, um controlador central para operar os REDs e suas cargas, além da capacidade de abastecer as cargas conectada na microrrede, quando operada no modo ilhado (PARHIZI et al., 2015).

Na Figura 3, é ilustrado um modelo conceitual de uma microrrede. Pode-se observar diversas fontes de energia na geração distribuída, sistema de armazenamento e cargas, compondo os REDs. Além disso, há o ponto de conexão com a rede através do ponto de acoplamento comum.



**Fonte: Gurski (2020)**



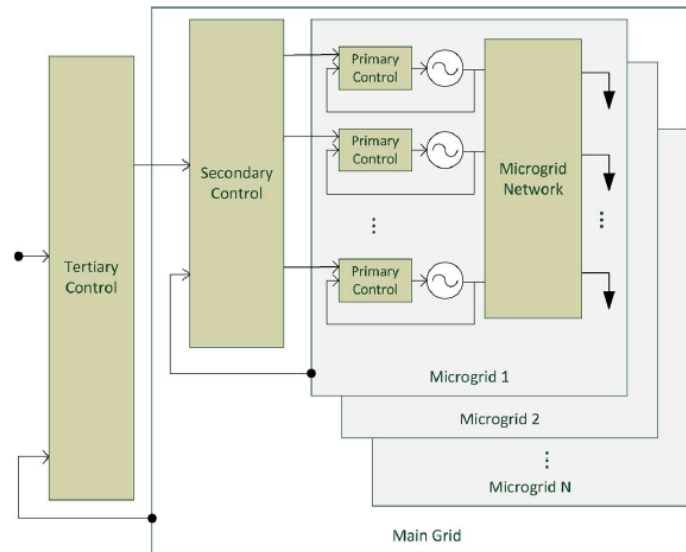
Além das fontes de energia ilustrada na Figura 3, as PCHs também se destacam na operação de microrredes, pois devido a sua alta densidade energética, ela é capaz de suprir grande potência de carga na sua proximidade, o que só seria possível com penetração alta de outras fontes de energia, como a solar e a eólica (MENDONÇA, 2014). Além disso, esse tipo de geração é apta a controlar com segurança os níveis de tensão e frequência da operação. No entanto, a sazonalidade de geração deve ser observada, com a finalidade de obter o melhor aproveitamento dos recursos e abastecer o maior número de unidades consumidoras possível.

Quando a microrrede está operando isolada, é preciso adotar estratégias para o controle de frequência e tensão, bem como de compartilhamento de potência. A arquitetura de controle hierárquico foi sugerida em Guerrero et al. (2013) com a proposta de dividir o controle em três níveis, de maneira similar ao que se faz tradicionalmente em grandes sistemas de energia elétrica: primário, secundário e terciário. O controle primário é responsável por variar a potência ativa e reativa de cada gerador, para conter a variação de frequência e tensão, respectivamente, e para realizar o compartilhamento das cargas (GUERRERO et al., 2013). Este controle oferece a resposta mais rápida à variação de frequência e tensão da rede e é dele a responsabilidade por compartilhar a potência entre as unidades de GD, garantindo o equilíbrio entre carga e geração (FRANÇA et al., 2017). Com a variação da potência ativa e reativa requerida pela carga, cabe ao controle secundário manter a frequência e tensão dentro dos limites especificados, uma vez que elas são dependentes das referidas potências (GUERRERO et al., 2013). Adicionalmente, quando a microrrede estiver desconectada da rede, a frequência e o ângulo da tensão de fase devem ser mantidos iguais ao que se observa na rede principal, para manter o ilhamento preparado para a reconexão (FRANÇA et al., 2017). Por fim, o controle terciário regula a energia no PAC entre a rede principal e a microrrede, prevendo o despacho de energia a partir de critérios econômicos e de segurança do fornecimento (GUERRERO et al., 2013; FRANÇA et al., 2017). A Figura 4 aborda os três níveis de controle hierárquico em microrredes.

Quanto à forma de operação dos geradores, ela pode ocorrer no modo estatismo, baseado nas chamadas curvas de *droop*, ou isócrono, sendo o primeiro mais adequado para sistemas com múltiplos geradores operando juntos para a manutenção de frequência e tensão, como é o caso das microrredes.

O funcionamento baseado nas curvas de *droop*  $P \times \omega$  é uma técnica consolidada para realizar o controle de frequência do sistema com o compartilhamento de energia ativa entre geradores, baseada no princípio de equilíbrio entre carga e geração de energia ativa. Quando esse equilíbrio não é satisfeito, altera-se a velocidade de rotação da máquina, ocasionando uma variação da frequência do sistema. No controle primário, cada gerador responde, conforme uma curva de *droop* predefinida, para que o equilíbrio seja reestabelecido. O controle secundário é o responsável por ajustar a frequência para o valor nominal. Um processo semelhante ao do controle primário de frequência é aplicado à potência reativa, em que a tensão é ajustada de acordo com a curva de *droop*  $Q \times V$ . Embora seja empregado com mais frequência em geradores síncronos, a operação baseada em curvas de *droop* é aplicado para diversos tipos de geradores

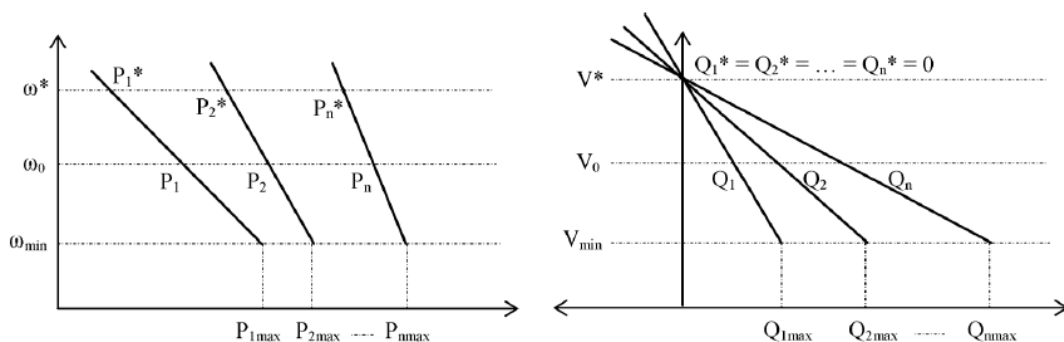
**Figura 4 – Estrutura de controle hierárquico em microrredes**



Fonte: Cañizares et al. (2014)

conectados à rede, além de ser criado artificialmente em unidades de GD com interface de eletrônica de potência (CAÑIZARES et al., 2014). Destaca-se ainda, que o *droop*  $P \times \omega$  e  $Q \times V$  considera o desacoplamento entre potência ativa e reativa, sendo aplicados para redes com alta relação  $X/R$ . Em casos de redes com características resistivas, recomenda-se utilizar o *droop* invertido:  $Q \times \omega$  e  $P \times V$  (NAZARI et al., 2020), ou até mesmo o *droop* misto  $P \times V \times \omega$  e  $Q \times V \times \omega$ , conforme proposto por Mumtaz et al. (2016). Uma ilustração das curvas de *droop* tradicional  $P \times \omega$  e  $Q \times V$  é mostrada na Figura 5.

**Figura 5 – Características das curvas de *droop***



Fonte: Cañizares et al. (2014)

Na curva  $P \times \omega$  da Figura 5, tem-se três curvas geradores com diferentes coeficientes de *droop* ( $m_p$ ). Observa-se que quanto menor for a inclinação da curva, mais o gerador estará susceptível a variação de potência, com uma pequena variação de frequência. Portanto, quanto menor o  $m_p$ , mais o respectivo gerador estará contribuindo com a potência ativa do sistema. Do mesmo modo, nas curvas  $Q \times V$ , quanto menor for o coeficiente reativo de *droop* ( $n_q$ ), maior

será a potência reativa entregue pelo gerador. A Equação (1), demonstra os coeficientes de *droop* ativo e reativo.

$$\begin{aligned} m_p &= \frac{\Delta f}{\Delta P} \\ n_q &= \frac{\Delta V}{\Delta Q} \end{aligned} \quad (1)$$

### 2.3 Fluxo de potência em microrredes

Existem, contudo, diversos desafios técnicos para a disseminação das microrredes, dentre os quais pode-se destacar a análise em regime permanente de microrredes operando de forma isolada. Os métodos tradicionais para a resolução do problema de fluxo de potência não representam adequadamente a operação no modo estatismo, sendo necessário adaptá-los para que possam ser consideradas as características das curvas de *droop*. Dispor de técnicas de análise em regime permanente das microrredes operando de forma ilhada é importante para se investigar diferentes metodologias de controle da operação de microrredes e como auxílio em análises que envolvam simulações no domínio do tempo, que apresentam alto custo computacional (NASSAR; SALAMA, 2017).

Segundo a IEEE 1547.4 é necessário realizar estudos de fluxo de potência na microrrede para avaliar a capacidade de suprimento energético dos geradores em relação as cargas existente no ilhamento (IEEE, 2011). A normativa recomenda ainda, avaliar o perfil de tensão nas condições de cargas significativas, principalmente nos cenários de cargas pesada e leve, sendo essa análise de tensão, uma das partes mais importante do fluxo de carga.

Quanto ao cálculo do fluxo de potência em microrrede com atuação de *droop*, diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos. Em Abdelaziz et al. (2013), Kumar et al. (2020), Nazari et al. (2020) e Mumtaz et al. (2016), por exemplo, foram apresentadas modificações no método de Newton para que fossem consideradas as curvas de *droop*. Já em Allam, Hamad e Kazerani (2018) e Allam, Hamad e Kazerani (2019), apresentaram o problema separando o método de Newton em componentes de sequência positiva, negativa e zero. Por fim, diferentes propostas baseadas nos métodos de varredura para resolver o problema do fluxo de potência, foram utilizadas em Diaz, Gomez-Aleixandre e Coto (2016), Hameed, Hosani e Zeineldin (2019) e Kumar et al. (2019). Nas Seções 2.3.1, 2.3.2 e 2.3.3, serão apresentadas com maiores detalhes os métodos citados, em especial, o método de varredura, devido a sua aplicação eficiente em sistemas de distribuição radial e ter sido o método que originou a metodologia de análise estática de ilhamento utilizando o OpenDSS.

#### 2.3.1 Métodos de Newton-Raphson baseados em componentes de sequência

Métodos que separam em componentes de sequências foram apresentados reduzindo o tempo de execução do algoritmo, pois o problema de fluxo de potência é dividido em três

subproblemas. Em Allam, Hamad e Kazerani (2018), é apresentado o método em microrrede ilhadas e controladas de maneiras isócronas. Já em Allam, Hamad e Kazerani (2019), a proposta foi testar o método de sequência em microrredes híbridas AC/DC. Na microrrede de Allam, Hamad e Kazerani (2018), por exemplo, o método apresentado foi menos oneroso computacionalmente quando comparado com o método de adaptado de Newton proposto em Abdelaziz et al. (2013), uma vez que o problema corresponde as sub-matrizes  $(2N \times 2N)$ ,  $(N \times N)$ , e  $(N \times N)$  para sequência positiva, negativa e zero, respectivamente, contra uma matriz  $(6N \times 6N)$  no método de Newton.

Allam, Hamad e Kazerani (2018) realizaram sua implementação de fluxo de potência com a integração de diferentes tipos de geradores, sendo eles controlados por *droop* e operados no modo isócronos. Além disso, o método permite a análise de microrredes desequilibradas.

### 2.3.2 Métodos de Newton-Raphson adaptados

Já para os métodos que utilizam a formulação tradicional do método de Newton-Raphson para a resolução do problema de fluxo de potência, em (ABDELAZIZ et al., 2013) foi proposto um algoritmo robusto de fluxo de potência trifásico baseado a região de confiança de Newton para resolução de equações não lineares, em microrrede ilhadas. A proposta engloba modelos de alimentadores trifásicos, cargas desequilibradas e modelos de carga, além da questão da alta relação R/X e do mau condicionamento do sistema. No entanto, segundo (KUMAR et al., 2020; NAZARI, 2019) o algoritmo requer alto esforço computacional com o aumento de GDs, e pode ser sensível aos parâmetros iniciais da microrrede.

Por sua vez, (KUMAR et al., 2020) propuseram uma abordagem de Newton-Raphson, através de uma resolução genérica de equações lineares e não lineares do problema de fluxo de potência para microrrede ilhada. Nesse método, são considerados os tipos de barramento de *droop*, referência angular (RA), PQ e PV, em que a barra RA pode ser qualquer barra de *droop*. A tensão da barra RA e as potências reativa e ativa, obtidas pelas curvas de *droop* das outras barras de geração, são atualizadas a cada laço de repetição, enquanto a tensão das outras barras é atualizada no final de cada iteração.

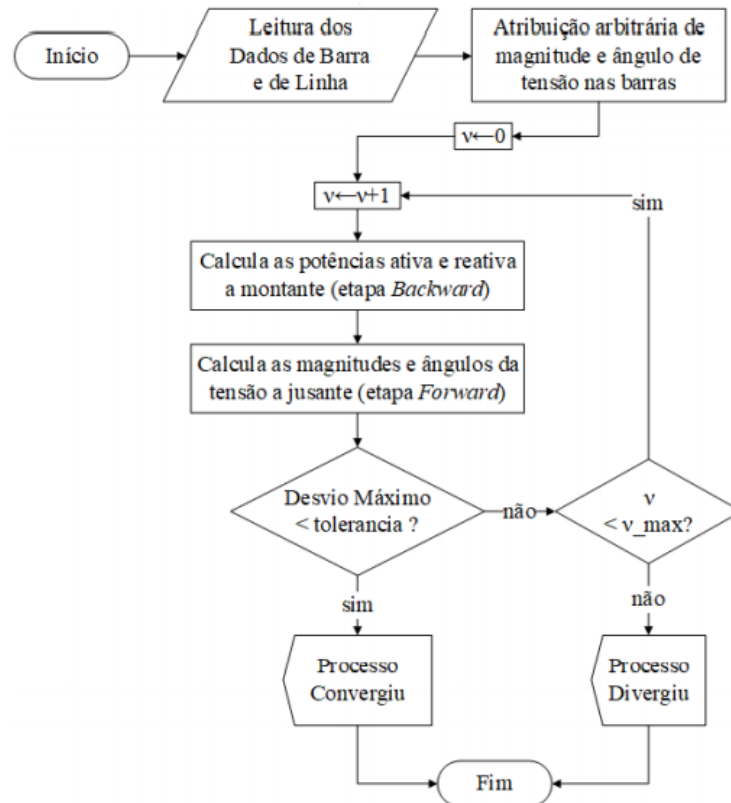
Por fim, Mumtaz et al. (2016) apresentaram o método de Newton convencional com modificações para a resolução do problema de fluxo de potência de microrredes com geradores controlados por *droop*. Tal modificação ocorre no vetor dos desvios (*mismatches*) de potência e na matriz e na matriz Jacobiana, ambas utilizadas para a atualização da frequência e tensão da barra de referência da microrrede. O método consiste em aplicar algumas das etapas do método de Newton-Raphson tradicional e, caso a barra analisada tenha geração, atualizar os valores de potência ativa e reativa geradas através de equações de *droop*.

### 2.3.3 Métodos de Varredura

Os métodos de varredura são comumente utilizados em sistema de distribuição de energia devido a sua facilidade de implementação e confiabilidade em resolução de fluxo de

potência em sistemas radiais ou fracamente malhados. A formulação tradicional desses métodos de fluxo de potência é dividida em duas etapas básicas: varredura a montante (*Backward Sweep*) e varredura a jusante (*Forward Sweep*). Na varredura a montante, há duas maneiras de se formular: pela soma das correntes ou pela soma das potências. A Figura 6 ilustra o fluxograma para o método de varredura pela soma das potências.

**Figura 6 – Fluxograma do método de varredura**



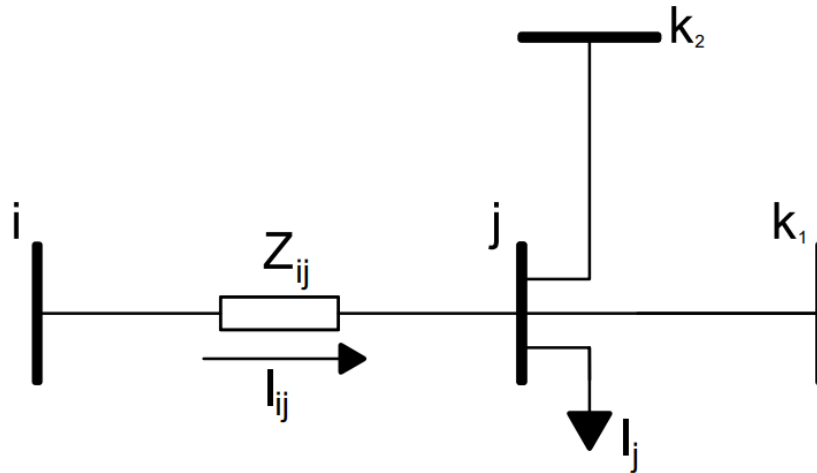
**Fonte: Gurski (2020)**

Na etapa de varredura a montante é realizada a soma das potências ou correntes a partir das extremidades da rede até a subestação. Nesse passo, a tensão de todas as barras do circuito são conhecidas, sendo esta o resultado da iteração anterior ou, caso seja a primeira iteração, os valores iniciais atribuídos para magnitude e ângulo de tensão. Na Figura 7 é ilustrado uma seção de um sistema de distribuição genérico, enquanto as equações (2) e (3) são utilizadas para o processo de varredura *backward*.

$$I_j = \left( \frac{S_i}{V_j} \right)^* \quad (2)$$

$$I_{ij} = I_j + \sum_{k \in \Omega_j}^N I_{jk} \quad (3)$$

**Figura 7 – Sistema de distribuição genérico**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Em que  $i$ ,  $j$  e  $k$  são os números das respectivas barras,  $N$  é o número total de barras,  $S_i$  é a potência complexa das cargas,  $Z_{ij}$  a impedância da linha e  $I_j$ ,  $I_{jk}$  e  $V_j$  são os fasores de corrente na barra, no ramo e a tensão da barra, respectivamente.

A etapa de varredura a jusante consiste em calcular a nova tensão nas barras, baseada nas correntes dos ramos encontradas na varredura a montante. Dessa maneira, assume-se uma tensão conhecida na barra da subestação e calcula-se a queda de tensão nas linhas de ligação entre as barras, como mostrado a equação (4). Este processo finaliza quando as tensões nas barras das extremidades da rede são determinadas.

$$V_j = V_i - I_{ij} \cdot Z_{ij} \quad (4)$$

O processo de varredura é repetido até que o critério de convergência seja satisfeito. Um dos critérios utilizados, é o *mismatches* de tensão, quando a variação das tensão nas barras forem menor que um determinado valor pré-estabelecido entre duas iterações subseqüente.

Teng (2003) propôs uma formulação matemática utilizando duas simples matrizes: a matriz de injeção de corrente de barra para corrente de ramo BIBC (*Bus-Injection to Branch-Current*) e a matriz de corrente de ramo para tensão das barras BCBV (*Branch-Current to Bus-Voltage*).

As matrizes BIBC e BCBV são obtidas facilmente e com baixo custo computacional através da matriz incidência dos nós ( $A$ ), como mostrado a equação (5).

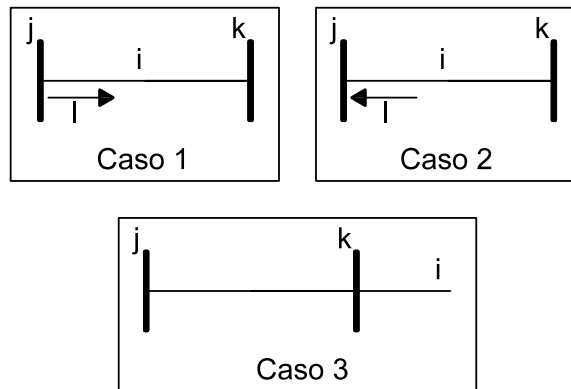
$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \dots & a_{1b} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \dots & a_{2b} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{r1} & a_{r2} & a_{r3} & \dots & a_{rb} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Em que  $r$  é o número de ramos,  $b$  o número de barras. Como há um barramento de referência com tensão conhecida, é excluída da matriz incidência a coluna referente a essa barra. Os elementos  $a_{ij}$  são obtidos através dos seguintes casos (TENG, 2003; KUMAR et al., 2019):

- Caso 1:  $a_{ij} = +1$ : quando a corrente  $I$  do ramo  $i$  sai da barra  $j$ ;
- Caso 2:  $a_{ij} = -1$ : quando a corrente  $I$  do ramo  $i$  entra na barra  $j$ ;
- Caso 3:  $a_{ij} = 0$ : quando não há conexão entre ramo  $i$  e a barra  $j$ .

Cada caso, é ilustrado na Figura 8.

**Figura 8 – Casos para construção da matriz incidência dos nós**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Enfim, a matriz BIBC é obtida através da relação dada pela equação (6).

$$BIBC = (A^t)^{-1} \quad (6)$$

Por fim, a matriz BCBV é dada por meio da matriz diagonal de impedância da linhas, mostrada na equação (7).

$$BCBV = A^{-1} \cdot \text{diag}([Z_{ij}]) \quad (7)$$

Desse modo, as correntes de ramos e tensões nas barras, que antes eram obtidas por meio das equações (3) e (4), são calculadas pelas equações matriciais (8) e (9), respectivamente.

$$[I_{ij}] = [BIBC] \cdot [I_j] \quad (8)$$

$$[V_j] = [BCBV] \cdot [I_{ij}] \quad (9)$$

Entretanto, somente com o método de varredura tradicional não é possível realizar cálculos de fluxo de potência de microrredes ilhadas operando no modo estatismo. Nesse sentido, diversos estudos vêm sendo realizados com o intuito de aprimorar tal método para tornar possível a resolução do problema.

Diaz, Gomez-Aleixandre e Coto (2016) propuseram uma resolução do fluxo de potência por varredura direta (*Direct Backward/Forward Sweep* - DBFS), utilizando as matrizes BIBC e BCBV apresentadas em Teng (2003), incluindo a regulação de *droop* no cálculo do fluxo de potência e tratando as barras de GD como barras de *droop*. A inclusão de *droop* para a potência ativa no método ocorre após a convergência das tensões nas barras do fluxo por varredura. Já o *droop* para atualização das potências reativas só acontece após convergência da tensão e da frequência. No entanto, devido a ausência do barramento *slack* para funcionar como ponto de chegada e partida da varredura, o método DBFS considera a tensão de uma unidade de GD como variável global, semelhante a frequência. Essa escolha pode acarretar em prejuízo para a atualização da geração reativa nas demais unidades de GD, visto que a atualização da geração é realizada com base na tensão de um único gerador, que pode ser completamente diferente de onde o gerador está alocado. O ideal seria recalcular a parcela reativa da geração com base na tensão da barra na qual o gerador está alocado.

Já Kumar et al. (2019) propuseram um método aninhado de varredura (*Nested backward/forward sweep*- NBFS), no qual as características das curvas de *droop* são utilizadas juntamente com a operação de varredura, atualizando os valores de tensão do barramento de referência angular e frequência do sistema. Novamente, o método proposto é baseado na formulação de Teng (2003). Nessa proposta, a atualização da frequência e da tensão no barramento de referência ocorre após a convergência de tensão no fluxo de varredura proposto. Para incorporar os efeitos de *droop* no fluxo de potência, os autores modificaram a varredura *backward* inserindo os valores das gerações das barras de *droop*. Os autores comparam seu método com proposta de algoritmos de Newton (ABDELAZIZ et al., 2013; MUMTAZ et al., 2016) e de varredura (DIAZ; GOMEZ-ALEIXANDRE; COTO, 2016; HAMEED; HOSANI; ZEINELDIN, 2019).

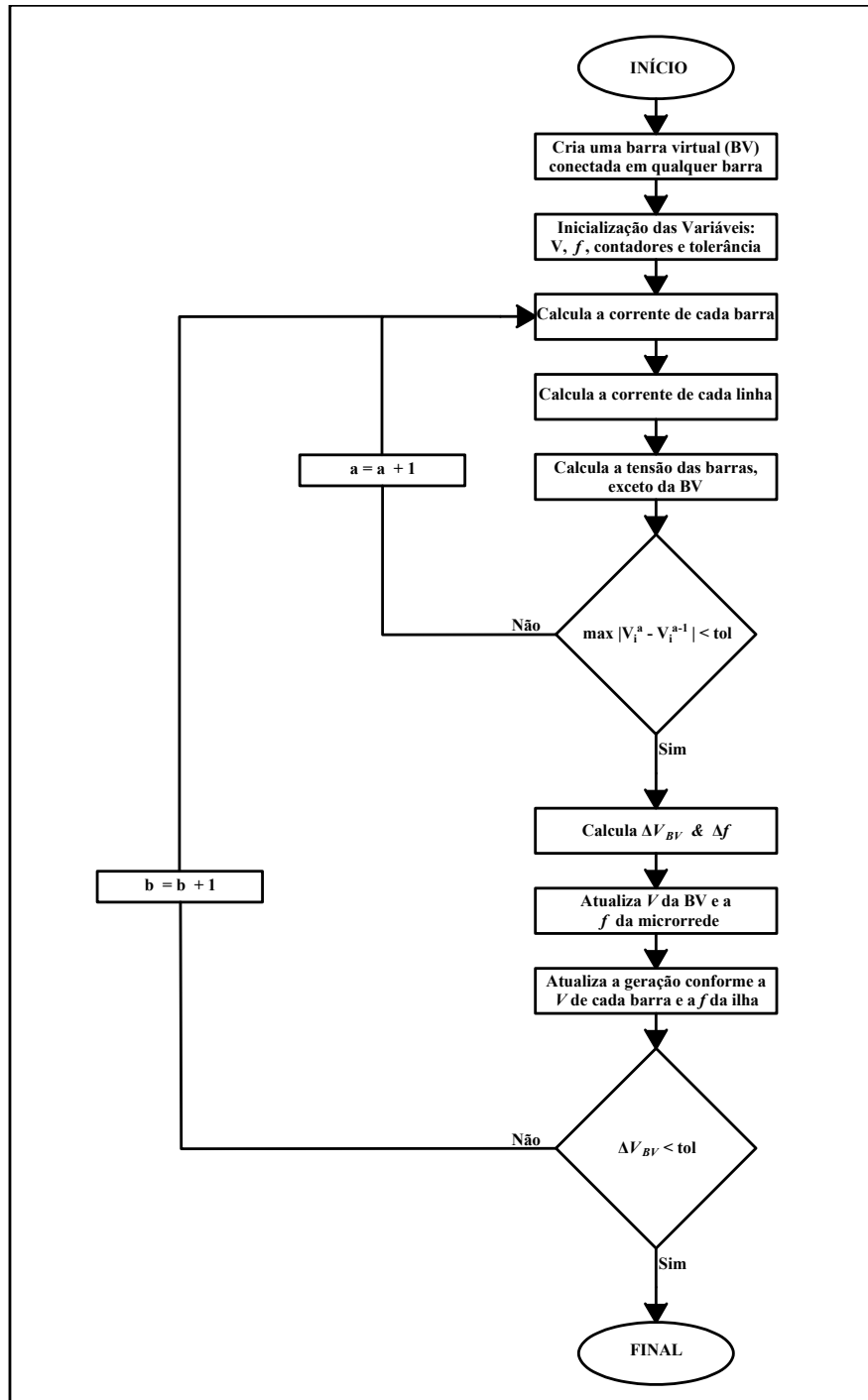
Por fim, Hameed, Hosani e Zeineldin (2019) apresentam um método modificado de varredura (*Modified Backward/Forward Sweep* - MBFS), para resolução do fluxo de potência em microrrede ilhadas, incorporando os parâmetros de *droop* no método convencional de varredura, na etapa pós-varredura, atualizando os valores de tensão no barramento virtual e a frequência do sistema, além da potência ativa e reativa geradas. Os autores propõem a criação de uma barra virtual (BV) conectada em qualquer barra do sistema, para funcionar como barramento *slack* de referência para o ângulo de tensão. O método MBFS também é baseado na formulação de Teng (2003) para calcular as correntes e tensões de barras. O fluxograma do método proposto é mostrado na Figura 9.

Para que o método MBFS fosse capaz de realizar fluxo de potência em microrredes ilhadas com operação de curvas de *droop*, foram realizadas alterações nas equações, semelhante as implementadas nos métodos de varredura de Diaz, Gomez-Aleixandre e Coto (2016) e Kumar et al. (2019). Desse modo, a potência  $S_i$  da equação (2) foi adaptada e incorporou a geração das unidades de GD, como mostrado na equação (10).

$$S_i = S_L - S_G \quad (10)$$



**Figura 9 – Fluxograma do método MBFS**



Fonte: Adaptado de Hameed, Hosani e Zeineldin (2019)

Em que  $S_G$  é dada por:

$$\begin{aligned}
S_G &= P_G + jQ_G \\
P_G &= P_{G_{i_0}} + \frac{\Delta f}{m_{pi}} \\
Q_G &= Q_{G_{i_0}} + \frac{\Delta V_i}{n_{pi}}
\end{aligned} \tag{11}$$

Sendo  $m_{pi}$  e  $n_{qi}$  são os coeficientes de *droop* para potência ativa e reativa, respectivamente;  $\Delta f$  e  $\Delta V_i$  é a variação de frequência na microrrede e de tensão na barra que há geração e  $P_{G_{i_0}}$  e  $Q_{G_{i_0}}$  são as potências ativas e reativas nominais.

A atualização da frequência da microrrede ocorre de acordo com as equações (12).

$$\begin{aligned}
m_{peq} &= \frac{1}{\sum_{i=1}^N GD \frac{1}{m_{pi}}} \\
\Delta f &= m_{peq} \cdot [P_{G_{BV}} - \Re(V_{BV} \cdot I_{j,BV})]
\end{aligned} \tag{12}$$

$$f^{k+1} = f_0 + \Delta f$$

Já a atualização da tensão da BV é calculada através das equações (13).

$$\begin{aligned}
n_{qeq} &= \frac{1}{\sum_{i=1}^N GD \frac{1}{n_{qi}}} \\
\Delta V_{BV} &= n_{qeq} \cdot [Q_{G_{BV}} - \Im(V_{BV} \cdot I_{j,BV})]
\end{aligned} \tag{13}$$

$$V_{BV}^{k+1} = V_{BV_0} + \Delta V_{BV}$$

No entanto, segundo Kumar et al. (2019) o método MBFS apresenta muita variação em algumas variáveis durante o processo iterativo, o que pode vir a se tornar problemas de convergência. Porém, Silva e Maciel (2021) elaboraram uma proposta de melhoria ao algoritmo apresentado por Hameed, Hosani e Zeineldin (2019). Essas oscilações até a convergência podem ser reduzidas com a utilização dos fatores de desaceleração  $\beta$ , nas atualizações das potências ativas e reativas das unidades geradoras, e  $\alpha$  na atualização da tensão da barra virtual, de forma semelhante ao utilizado na formulação de Kumar et al. (2019). Desse modo, as equações (11) podem ser reescrita conforme as equações (14).

$$\begin{aligned}
P_G^{k+1} &= P_G^k \cdot (1 - \beta) + \beta \left( P_{G_{i_0}} + \frac{\Delta f}{m_{pi}} \right) \\
Q_G^{k+1} &= Q_G^k \cdot (1 - \beta) + \beta \left( Q_{G_{i_0}} + \frac{\Delta V_i}{n_{pi}} \right)
\end{aligned} \tag{14}$$

Além disso, propôs a verificação se as potência geradas estão dentro dos limites máximo e mínimo dos geradores. Em caso de infração desses limites, atualiza-se a geração para a respectiva fronteira, conforme mostra as equações (15) para situação de ultrapassagem do limite superior.

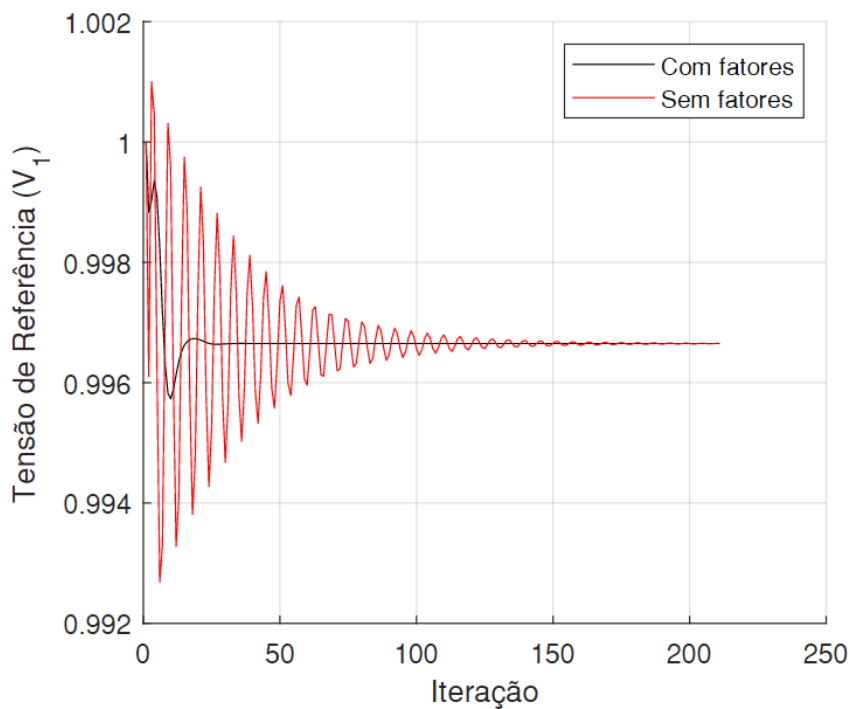
$$\begin{aligned} P_G^{k+1} &= P_{G_{max}}^k \\ Q_G^{k+1} &= Q_{G_{max}}^k \end{aligned} \quad (15)$$

Por sua vez, a equação (13) é reescrita pela equação (16).

$$V_{BV}^{k+1} = V_{BV_0}^k + \alpha \cdot \Delta V_{BV} \quad (16)$$

A validação dessas alterações são comprovadas através da Figura 10, em que o eixo de iterações é o número de vezes que foi calculado o fluxo de potência na microrrede.

**Figura 10 – Comparação da convergência do método MBFS com utilização dos fatores  $\alpha$  e  $\beta$**

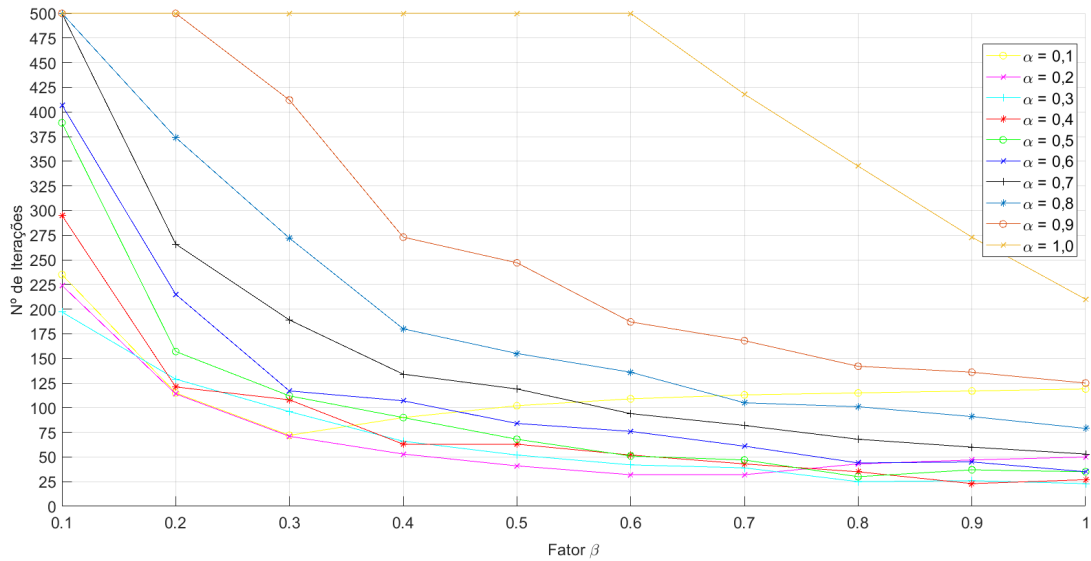


**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Outra caso avaliado, trata-se da influência dos fatores de desaceleração  $\alpha$  e  $\beta$  das equações (16) e (14) na convergência. Para isso, foi realizado simulações em duas microrredes com 33 barras, utilizada em Diaz, Gomez-Aleixandre e Coto (2016) e de 38 barras utilizada em Mumtaz et al. (2016). Segundo Kumar et al. (2019), o algoritmo proposto por Hameed, Hosani e Zeineldin (2019) não converge na última microrrede. As Figuras 11 e 12 ilustram os casos da microrredes de 33 e 38 barras, respectivamente.

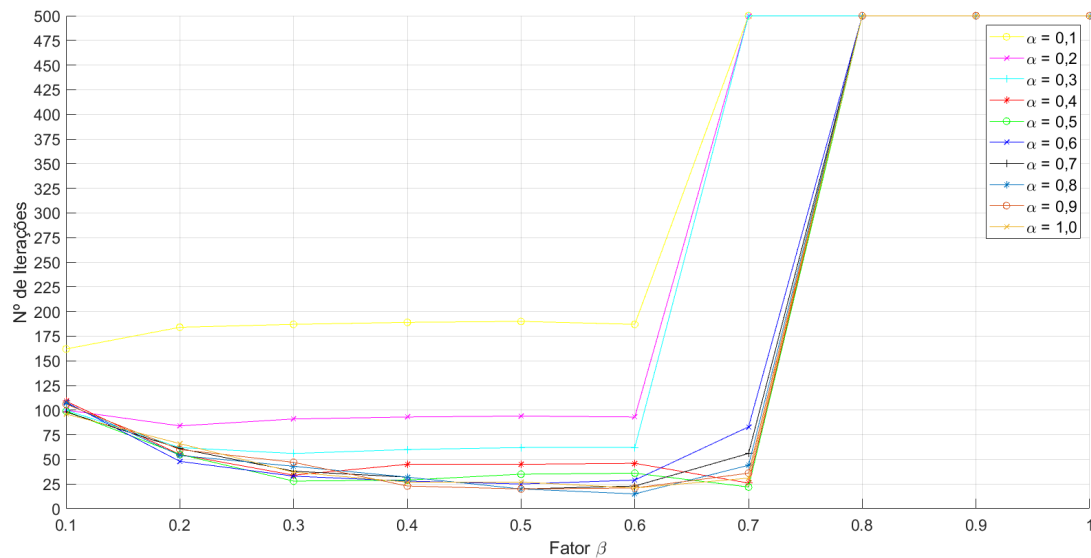
Considera-se que o algoritmo não converge quando o número de iterações atinge 500. Observa-se que, para o sistema de 33 barras o algoritmo converge quando não há influência

**Figura 11 – Comparação de desempenho do método com relação aos fatores de desaceleração para as MR de 33 barras**



Adaptado de Silva e Maciel (2021)

**Figura 12 – Comparação de desempenho do método com relação aos fatores de desaceleração para as MR de 38 barras**



Adaptado de Silva e Maciel (2021)

dos fatores ( $\alpha = \beta = 1$ ), o que não ocorre na MR de 38 barras. Entretanto, com a proposta de incorporar esses fatores no método MBFS, a rede de 38 barras passa a convergir. Dessa maneira, na Figura 11 constata-se que, o aumento de  $\beta$  melhora a convergência para todos os valores de  $\alpha$ , e, com o aumento do fator  $\alpha$ , o número de iterações também cresce. Já na Figura 12, observa-se que o fator  $\beta$  afeta de forma importante o desempenho do método, pois não há convergência para todos os valores de  $\alpha$  a partir de  $\beta = 0,8$ . Portanto, o segundo benefício de incorporar tais fatores é assegurar a convergência do método, que pode não ocorrer na ausência dos fatores para algumas redes e condições, como demonstrado nas Figuras 11 e 12 e em Kumar et al. (2019).

## 2.4 Características gerais de sistemas de distribuição e microrredes

O sistema de distribuição de energia é o responsável por interligar o sistema de transmissão de energia à maior parte dos consumidores finais. Dessa maneira, o sistema de distribuição atua com tensão inferior a 230 kV, como mostrado na Tabela 1.

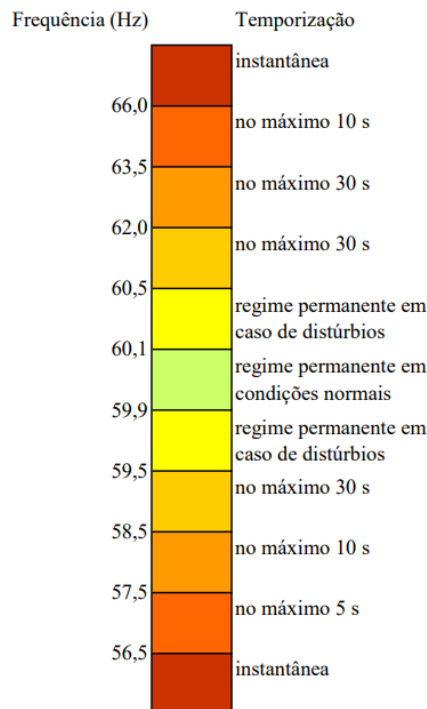
**Tabela 1 – Níveis de tensão no sistema de distribuição.**

	Limite inferior	Limite superior
Baixa Tensão	-	1kV
Média Tensão	1kV	69kV
Alta Tensão	69kV	230kV

**Fonte: Adaptado de ANEEL (2018a)**

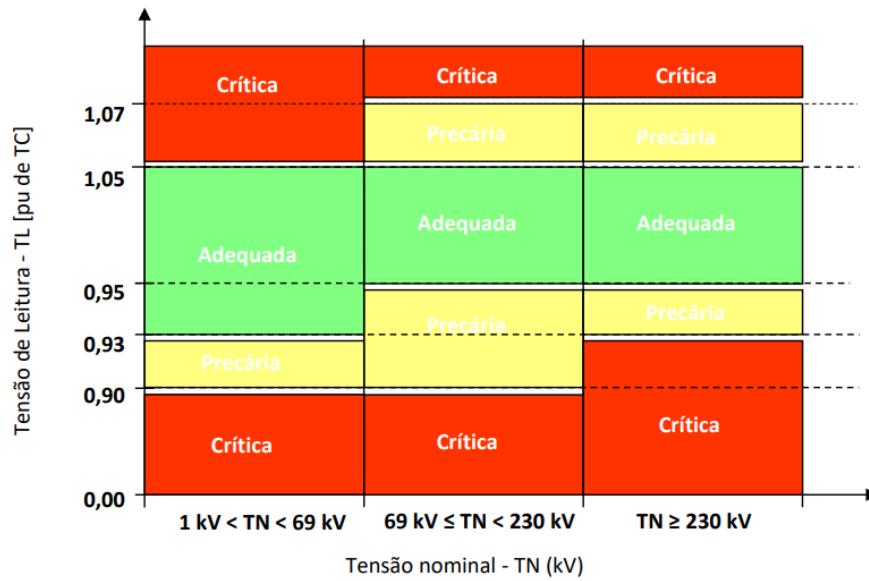
Já o Módulo 8 do PRODIST estabelece os limites de frequência e tensão em regime permanente para o sistema de distribuição. A frequência elétrica deverá permanecer entre 59,9 Hz e 60,1 Hz para regime permanente em condições normais, conforme é mostrado na Figura 13, enquanto os limites de tensão são mostrados na Figura 14 (ANEEL, 2018b). Além disso, o Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Rede do ONS (2020) estabelece os mesmos limites de tensão dos definidos pela ANEEL.

**Figura 13 – Limites de frequência definidos pela ANEEL**



**Fonte: Gurski (2020)**

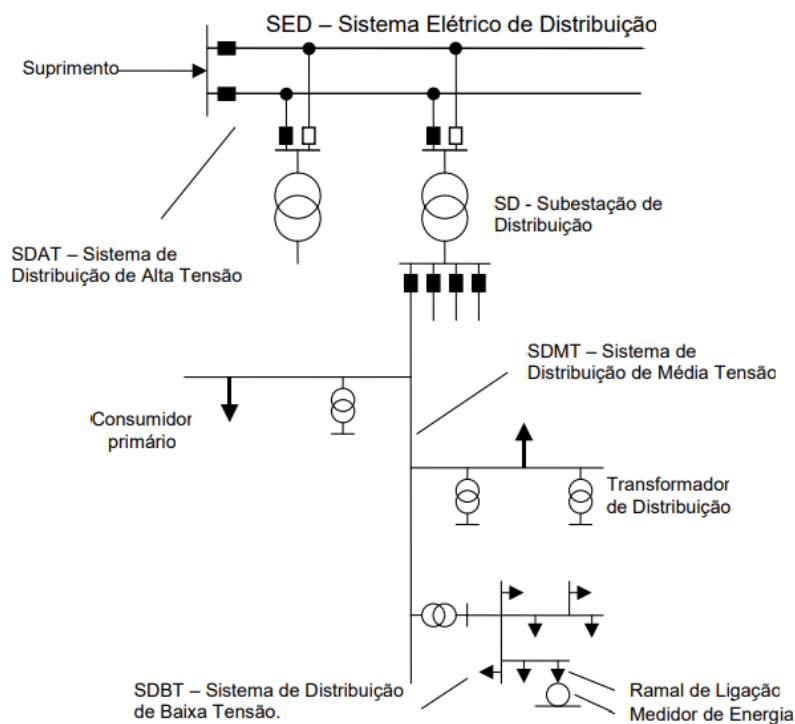
**Figura 14 – Limites de tensão em regime permanente definidos pela ANEEL e ONS**



Fonte: ONS (2020)

Além disso, as redes de distribuição de energia são usualmente operadas de forma radial, ao contrário do sistema elétrico de transmissão de energia, no qual é comum a topologia em malha. Na Figura 15, são ilustradas as principais características e componentes do sistema de distribuição.

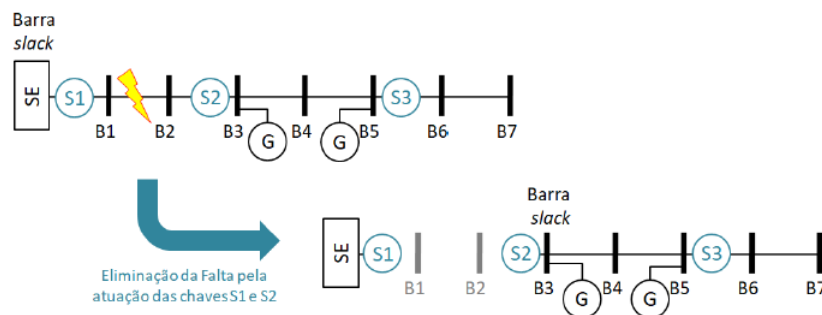
**Figura 15 – Característica radial do sistema de distribuição**



Fonte: Felber (2010)

O sistema de energia radial facilita o dimensionamento e coordenação dos elementos de proteção. No entanto, se a proteção atuar em um determinado ramal de alimentação por um defeito próximo a ele, ou ainda, for necessário um desligamento intencional para manutenção em uma parte do alimentador, todos os elementos a jusante ao ponto de interrupção é desenergizado. Desse modo, pode ser realizado o aproveitamento das fontes energéticas instaladas na distribuição de energia a fim de formar microrredes capaz de operar isolada do sistema elétrico, como mostra a Figura 16.

**Figura 16 – Eliminação de falta e formação de microrrede**



**Fonte: Gurski (2020)**

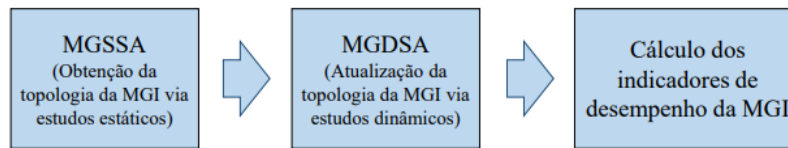
#### 2.4.1 Metodologias de análises de microrredes em sistema de distribuição

Gurski (2020) apresentou ferramentas de planejamento de operação em microrredes do sistema de distribuição, além de estudos de análise estática, dinâmica e avaliação dos indicadores de desempenho definidos pela ANEEL. O autor elaborou um algoritmo capaz de realizar tal planejamento no horizonte de um dia de operação, discretizado em 24 horas. Desse modo, utilizou-se de curvas de geradores não despacháveis, como eólica e solar, e curvas de geradores despacháveis, além de curva de carga obtida através do ONS para o subsistema Sul. O código desenvolvido por Gurski (2020) atua tanto para o ilhamento não intencional, quando ocorre por motivos de falhas na rede, ou ilhamento intencional, quando há necessidade de manutenções no sistema, por exemplo. Além disso, tanto na análise estática quanto na dinâmica, é proposta metodologias de corte de cargas para manter os níveis de tensão e frequência seguros. Um fluxograma conceitual do algoritmo proposto, cujas etapas serão detalhadas ao longo desta Seção, pode ser visto na Figura 17.

Em que, MGSSA é a Análise de Segurança Estática de Microrredes; MGDSA é a Análise de Segurança Dinâmica de Microrredes; e MGI é a Microrrede em modo ilhado.

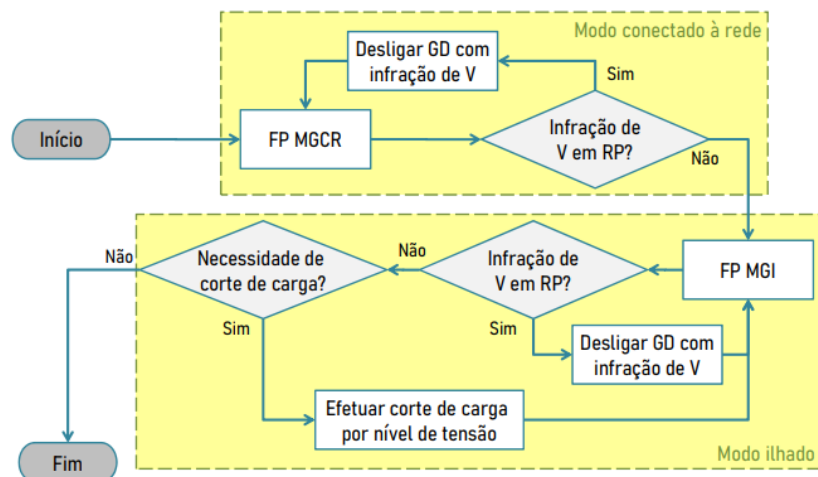
A etapa MGSSA busca verificar os níveis de tensão em todas as unidades de geração da microrrede, e realizar seus desligamento a fim de, posteriormente, realizar o corte de cargas. O objetivo dessa análise é que todas as unidades de GD permaneçam ativas e com tensão dentro dos limites estabelecidos. Na Seção seguinte será detalhado a estratégia de corte utilizada. O fluxograma da etapa estática é mostrado na Figura 18.

**Figura 17 – Fluxograma conceitual**



Fonte: Gurski (2020)

**Figura 18 – Fluxograma conceitual para MGSSA**



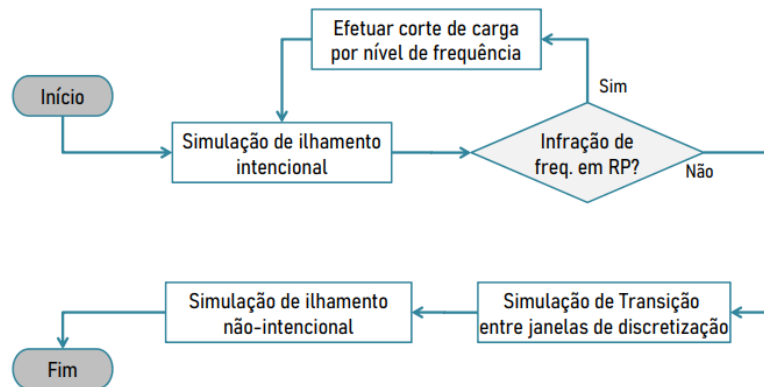
Fonte: Gurski (2020)

Sendo, FP MGCR é o Fluxo de Potência em Microrrede conectada à rede; FP MGI é o Fluxo de Potência em Microrrede no modo ilhado; V em RP a tensão em Regime Permanente.

Já a etapa MGDSA analisa a transição entre o modo conectado para o ilhado, em situações de ilhamento intencional e não intencional, e entre a mudança de patamares de carga em cada horário do dia. O objetivo da simulação dinâmica é realizar estudo de estabilidade no balanço e fornecimento de energia, frente às mudanças de carga e de geração, a estabilidade transitória, avaliando o sincronismo do sistema com ocorrências de perturbações, e a necessidade de realizar um corte de cargas por frequência. O fluxograma dessa etapa é mostrado na Figura 19.



**Figura 19 – Fluxograma conceitual para MGDSA**



**Fonte: Gurski (2020)**

Por fim, a última etapa do processo é calcular os indicadores de desempenho da microrrede em modo ilhado. A partir desses indicadores é possível comparar diferentes cenários de operação e auxiliar na tomada de decisões da viabilidade de manter ou não a operação da microrrede ilhada.

Através do trabalho de Gurski (2020), são notórias a complexidade e a importância das análises estática e dinâmica para que uma microrrede possa operar com segurança e adequadamente no sistema de distribuição de energia.

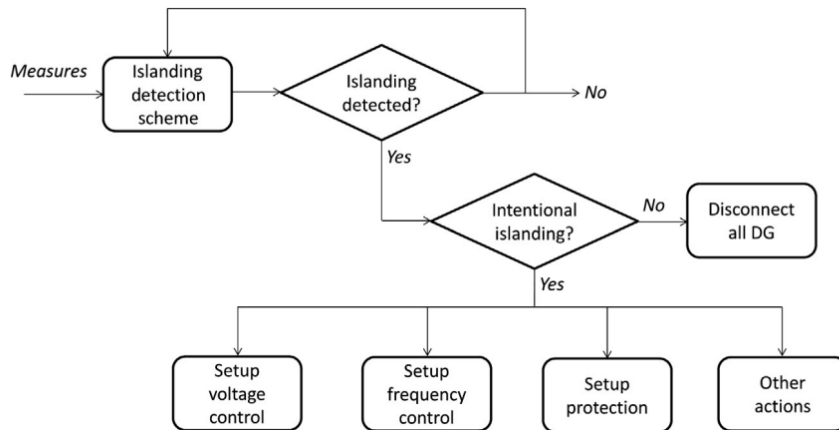
Outros autores também têm colaborados com pesquisas na área de microrredes em sistemas distribuição de energia. Roesler (2021) realizou estudos para melhorar a qualidade do serviço de distribuição de energia, por parte da COPEL, em uma rede localizada em Faxinal do Céu-PR. O autor implementou um modelo em Programação Linear Inteira Mista buscando otimizar os recursos da microrrede, em que é considerado os custos de utilização de baterias, o corte de cargas e os indicadores de qualidade de serviço.

Lima (2018) propôs metodologias para avaliar a viabilidade técnica de ilhamento intencional de geradores distribuídos em SD. O autor propôs duas metodologias para avaliar tal viabilidade: método da curvas de desempenho e de restrição. Com a superposição dessas curvas, é possível determinar duas regiões de viabilidade técnica para classificar a operação da microrrede: região de operação viável e região de operação inviável. Dessa maneira, a ferramenta proposta consegue indicar a viabilidade técnica e avaliar a possibilidade de sucesso do ilhamento intencional da microrrede. Além disso, o autor realizou estudos para ajuste de proteção no PAC e nos geradores distribuídos.

Estudos de casos foram apresentados por Mendonça (2014) e Taranto e Assis (2017). Mendonça (2014) estudou uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) do estado do Rio de Janeiro, com potência nominal de 5,5 MVA, que opera no modo ilhado alimentando um potência de cargas de 4,4 MVA, divididos em quatro subestação. Por sua vez, Taranto e Assis (2017) implementaram um estudo de caso de dois geradores de 6,6 MVA, alimentando um conjunto de cargas de, aproximadamente, 7,5 MW, também no Rio de Janeiro. Os autores indicam que,

para ocorrer o ilhamento seguro de microrredes, é necessário realizar estudos a respeito da mudança no modo de controle e proteção; do comportamento dinâmico de tensão e frequência; da capacidade dos perfis de tensão e frequência permanecerem dentro dos limites aceitáveis e da reconexão da microrrede ao sistema principal. Para isso os estudos realizados foram colocados no fluxograma da Figura 20.

**Figura 20 – Fluxograma para estratégia de ilhamento**



**Fonte: Taranto e Assis (2017)**

Como visto na Figura 20, caso o ilhamento ocorra de forma intencional, são configurados controle de frequência e tensão, além de ajuste no sistema de proteção. Caso contrário, todos os geradores são desconectados garantindo segurança aos usuários.

Portanto, pode-se destacar a atualidade do problema proposto, dado o crescimento na utilização dos recursos energéticos distribuídos, mais precisamente a geração distribuída, que estabelece as microrredes como uma tendência no setor de distribuição de energia. No entanto, ferramentas de análises estáticas de microrredes utilizando *softwares* consolidados, são escassas. Sendo assim, este trabalho irá realizar uma análise estática de microrredes no sistema de distribuição de energia, utilizando ferramentas computacionais inseridas em *software* consolidado em análise do sistema de distribuição.

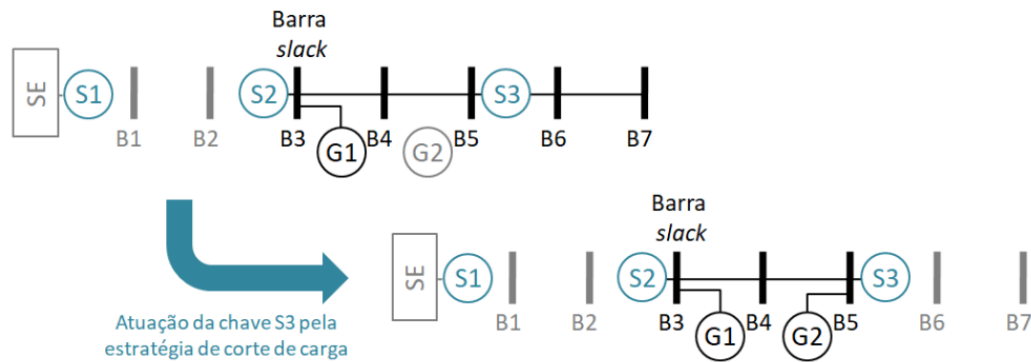
#### 2.4.2 Corte de cargas em operação de microrredes ilhadas

A aplicação de metodologias de corte de cargas em microrredes ilhadas visa obter uma topologia de ilhamento que seja tecnicamente segura, tanto do ponto de vista de tensão quanto de frequência. Gurski (2020) e Nascimento (2016) propuseram diferentes formas de realizar o corte de cargas por tensão e frequência.

Gurski (2020) propôs aplicar o corte de cargas na análise estática (Figura 18) e na dinâmica (Figura 19). Durante a análise estática, o corte de carga proposto pelo autor tem como única variável a tensão das barras. Após a primeira rodada do fluxo de potência, avalia-se as tensões das unidades de GD, e, caso haja alguma que extrapola os limites definidos, realiza-se o

desligamento dessa geração, iniciando um novo fluxo de potência. A primeira parte da Figura 21 exemplifica essa ocorrência, em que o gerador G2 foi desligado por extrapolar os limites de tensão.

**Figura 21 – Ilustração do corte de cargas**



**Fonte: Gurski (2020)**

Após o novo fluxo de potência, verifica-se se ainda há geradores que extrapolam os limites de tensão. Caso positivo, realiza-se o desligamento de uma unidade de geração. Caso contrário, inicia-se a aplicação da metodologia de corte proposta, verificando entre as chaves ativas qual das barras apresenta menor nível de tensão em sua barra à montante realizando a abertura dessa chave. A segunda parte da Figura 21 mostra o desligamento da chave S3 e o retorno do gerador G2, desconectado anteriormente devido à infração de tensão em sua barra. Vale destacar que, essa estratégia de corte de cargas possibilita que barras sem geração permaneçam com os limites de tensão fora do estabelecido, pois a avaliação ocorre somente nas barras de geração.

O segundo corte de cargas proposto é o corte por nível de frequência, implementado na análise dinâmica durante a simulação da transição do modo conectado para ilhado em cada hora de simulação realizada. Caso haja infração da frequência em regime permanente, realiza-se o corte de cargas com a abertura da chave que possui o menor fluxo de potência fluindo sobre ela. O autor destaca que, embora a estratégia de escolher a chave com o menor fluxo sobre ela é minimizar o corte, essa estratégia não obtém um corte ótimo de carga.

Por sua vez, o método apresentado em Nascimento (2016), aplica-se o corte por sub-frequência em microrredes ilhadas com geradores de *droop* e cortes por subtensão.

O primeiro corte busca maximizar a geração, calculando a potência de carga a ser cortada, pela diferença da carga e da geração máxima total da microrrede, considerando a frequência limite estabelecida. Esse corte é distribuído nas cargas conforme a sua prioridade, iniciando nas de baixas, seguida pela de média até chegar, se necessário, nas de alta prioridade.

Após a primeira etapa de corte por frequência, estabelece-se a metodologia de corte por subtensão. Nesse caso, o autor propôs aplicar a técnica do Vetor Tangente (VT) obtida pela multiplicação entre a inversa da matriz Jacobiana modificada e um vetor de cargas da microrrede. O objetivo dessa aplicação é avaliar, por meio do VT, a sensibilidade da variação de tensão de

uma determinada barra em relação a potência de outras barras da microrrede. A partir disso, caso a barra infratora seja de média ou alta prioridade, identifica barras de prioridade inferior, por meio do VT, para realizar o corte de cargas, resguardando as barras de maiores prioridade.

### 3 METODOLOGIA

Nesta Seção, é apresentada a metodologia que será utilizada na análise estática. Para isso, o *software* de simulação de sistema de energia a ser utilizado é o OpenDSS. Em conjunto com o OpenDSS, o *software* MATLAB terá papel importante no desenvolvimento do equacionamento do fluxo de potência de microrredes ilhadas. Para esse estudo, diversas etapas de simulações serão propostas, a fim de conhecer a microrrede a ser trabalhada, entender os impactos da GD, avaliar a sua operação ilhada e propor soluções para os operação com o maior montante de cargas possível.

#### 3.1 Metodologia para análise estática de microrrede

Com a integração das ferramentas citadas, será possível realizar simulações nos diversos cenários de cargas e geração, avaliando a capacidade da microrrede de operar isolada ao sistema elétrico, de modo parcial ou total. Em casos que for constatado que não é possível sua operação de modo completo, o algoritmo de corte de cargas será executado, com a finalidade de retirar a menor potência de carga possível e manter a tensão dentro dos limites especificados.

O método de fluxo potência para microrredes ilhadas elaborado é baseado no algoritmo MBFS, proposto por Hameed, Hosani e Zeineldin (2019). Os autores propuseram a utilização de uma barra virtual para servir como ponto de início e fim do fluxo de potência de varredura. No entanto, como o método apresentado neste trabalho utiliza-se o OpenDSS para a resolução do fluxo de potência, há uma etapa dentro dessa implementação que consiste na resolução do fluxo tradicional pelo *software*. Para essa etapa é definida uma barra de referência com tensão e ângulo fixo para a resolução do problema de fluxo. No entanto, essas variáveis são atualizadas de acordo com as características de *droop* da microrrede e varia a cada nova resolução do fluxo de potência. Em vista disso, este trabalho nomeia-se essa barra como Ponto de Conexão (PC).

##### 3.1.1 Análise prévia da microrrede com e sem GD

A primeira etapa do trabalho deverá conhecer melhor a microrrede implementada, avaliando o comportamento do perfil de tensão nos cenários extremos de carga e geração (Cenários 1, 3, 7 e 9 da Tabela 1), com e sem a presença dela. Os demais cenários serão avaliados somente a potência líquida no PC, Barra 1 da Figura 27, compreendendo a demanda requerida do ilhamento. Essa potência líquida é uma variável importante para a simulação ilhada, pois irá determinar o incremento da potência dos geradores, a fim de realizar um aumento virtual da sua capacidade e propiciar a convergência do fluxo de potência, mesmo nos cenários em que a carga total da ilha é maior que a soma da máxima potência dos geradores.

Para essas análises, utilizou-se um artifício que consiste numa condição fictícia de microrrede com a barra do PC sendo a barra de referência sem limitações operacionais de injeção

de potência ativa e reativa. É importante destacar que, essa etapa não se trata de uma microrrede conectada a rede, pois para isso, é preciso conhecer toda a estrutura do sistema de distribuição que está a montante do ponto de conexão, e realizar a simulação do fluxo de potência em todos os cenários estudados.

Ainda mais, a partir da simulação desse cenário de referência, pode-se avaliar o comportamento da microrrede perante aos carregamentos de carga e geração, indicando os melhores modelos de geradores para a simulação ilhada. A avaliação do nível de tensão, por exemplo, indica a necessidade de atuar com os geradores próximo as barras de menores tensão no modelo PV, com a finalidade de elevar essa tensão. Em complemento com a avaliação da tensão, baseado na capacidade de geração de determinadores geradores, é possível definir aqueles de menor capacidade atuar no modelo PQ, fornecendo o máximo da sua capacidade ativa. E por fim, pode-se estabelecer os geradores de maiores capacidade como responsável por atuar no equilíbrio da microrrede, funcionando no modo estatismo.

Portanto, essa etapa corresponde apenas de um cenário de referência que fornecerá conclusões prévias a respeito da microrrede e uma importante variável para a convergência do algoritmo.

### 3.1.2 Operação ilhada da microrrede

Com as avaliações da microrrede nos cenários de referência, serão realizadas as simulações da operação ilhada com os geradores operando no modo de *droop*, o corte de cargas a fim de promover o equilíbrio interno de potência, a distribuição de cargas para elevar a tensão, caso haja violação, e, se necessário, o corte de cargas pelo nível de tensão das barras.

Um grupo de geradores será regulado no modo estatismo, que leva as características das curvas de *droop*, em que com o aumento da carga há uma pequena queda da frequência. Do mesmo modo, um decréscimo na carga resulta em uma variação positiva na frequência. Para o modo estatismo, a potência da microrrede são repartidas entre os geradores, variando de acordo com o coeficiente de *droop*.

O corte de cargas é definido a partir do deficit de geração, pois como houve um aumento virtual da capacidade dos geradores, os geradores de *droop* buscará o equilíbrio entre carga e geração. Logo, a diferença da potência gerada pela máxima de cada gerador é o quanto será necessário realizar o corte de cargas. Já na redistribuição de cargas, as barras a jusante da barra com menor tensão dentre as que violam o limite definido, irá perder cargas que será redistribuídas entre as demais. O principal objetivo dessa etapa é evitar, se possível, o corte de carga por tensão, e a carga ser exatamente a mesma ao final da análise. No entanto, há casos em que não é possível obter uma distribuição satisfatória de modo que todas as tensões estejam dentro dos limites requeridos, sendo necessário um novo corte de carga. Esse corte possui um impacto na potência geral da microrrede menor que o corte anterior, pois é aplicado somente nas barras que causam a infração de tensão. Ao final, espera-se que não haja violação de tensão dos limites definidos pela ANEEL em nenhuma barra da microrrede.

O detalhamento da operação ilhada da microrrede serão realizados pelas Seções 3.2 e 3.3.

### 3.2 Algoritmo para análise estática de microrredes ilhadas

A análise estática de microrredes ilhadas pode possuir algumas diferenças comparada com modelagem utilizada convencionalmente em sistemas elétricos. Dentre essas, pode estar a ausência de uma barra de referência com tensão e ângulo fixos, a frequência que passa a ser uma variável susceptível a pequenas variações de cargas, necessitando ser monitoradas e o equilíbrio entre geração, cargas e perdas, entre outras. Nesse sentido, é proposta uma metodologia de análises estática para operação ilhada de microrredes. Na Figura 22 é apresentado o fluxograma do algoritmo proposto.

A primeira etapa do algoritmo proposto trata-se da modelagem da microrrede no OpenDSS, inserindo os dados de carga e geração referente ao cenário a ser estudado. Além disso, os parâmetros das linhas, transformadores e reguladores de tensão devem estar definidos de acordo com as especificações de entrada do *software* (DUGAN; MONTENEGRO, 2020). Alguns dos detalhes dessa modelagem, bem como os passos para implementar um sistema de energia no OpenDSS a partir dos dados de uma rede modelada no Anarede são apresentados no Apêndice A.

Em seguida, realiza-se a inicialização das variáveis de entrada que serão utilizada nos cálculos de fluxo de potência, corte e redistribuição das cargas. Inicialmente, realiza-se as leituras dos parâmetros de cargas e geração, seguido dos cálculos de coeficientes de *droop* equivalentes  $m_{peq}$  e  $n_{peq}$ , a serem utilizados posteriormente no fluxo de carga para a atualização da frequência e tensão do PC da microrrede, conforme apresentados nas equações (12) e (13), respectivamente.

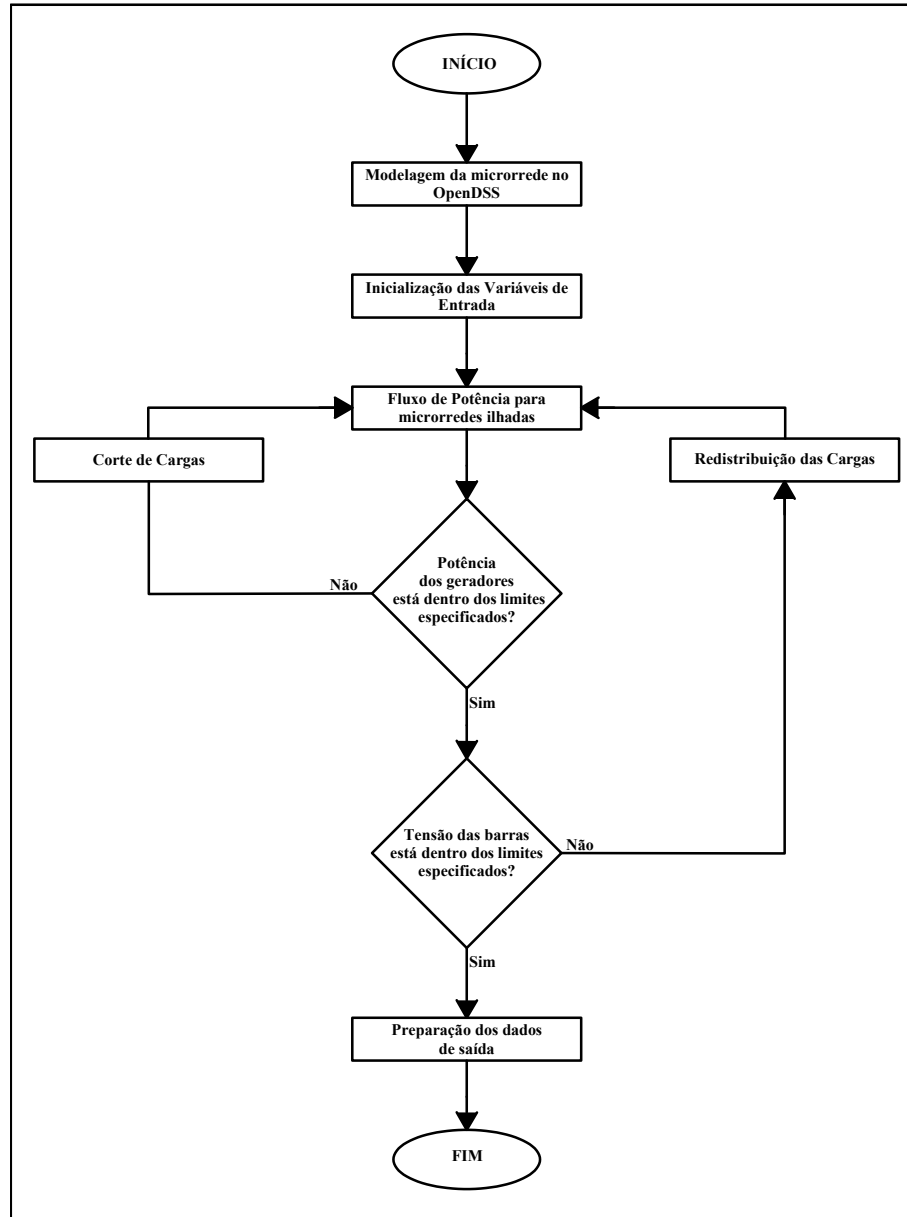
Além disso, são definidas duas variáveis importantes para os ajustes de cargas a fim de buscar uma melhor operação da ilha: o fator de incremento de potência gerada  $\tau$  e a declaração do conjunto de cargas a jusante de cada uma das barras. O primeiro é um artifício utilizado para aumentar virtualmente os limites de potência dos geradores propiciando a convergência do fluxo de carga, enquanto o segundo para definir a redistribuição de demanda pelo nível de tensão.

A metodologia adotada para definir o equilíbrio do ilhamento em termos de potência, trata-se de aumentar a geração para além dos limites máximos dos geradores, a fim de obter, posteriormente, a potência que deverá ser cortada das cargas. Desse modo, na primeira iteração do fluxo de potência (ainda antes de realizar os ajuste de cargas), as potências dos geradores são incrementadas pelo fator  $\tau$ , definido pela equação (17).

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^{nL} P_L^0 + P_{ref}}{\sum_{i=1}^{nL} P_L^0} \quad (17)$$

Em que  $P_{ref}$  é a potência líquida no ponto de conexão em cada cenário de carga e geração, obtida por meio do fluxo de potência que emula o barramento infinito nessa barra da microrrede. O objetivo é proporcionar a convergência do fluxo de potência ilhado, para

**Figura 22 – Fluxograma geral do algoritmo de análises estáticas de microrredes ilhadas**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

posteriormente, realizar o corte de carga. A equação (17) pode ser reescrita conforme a equação (18), substituindo  $P_{ref}$  pela soma das cargas, perdas ( $P_{perdas}$ ) e geração.

$$\tau = 1 + \frac{\sum_{i=1}^{nL} P_L^0 + P_{perdas} - \sum_{i=1}^{nG} P_G^0}{\sum_{i=1}^{nL} P_L^0} \quad (18)$$

Em que mostra que esse incremento de potência é baseado na razão entre desequilíbrio das gerações e das cargas pela demanda total da microrrede. Vale destacar, que o fator  $\tau$  será atualizado em cada iteração do corte de cargas até a geração suprir a demanda, e então, esse fator se torna unitário.



O fator de incremento é aplicado na potência máxima dos geradores, causando um aumento virtual da sua capacidade, como demonstrado na equação (19).

$$P_G^{k_c=1} = \tau \cdot P_G^{max} \quad (19)$$

Em que  $k_c$  é o contador de iterações dos ajustes de cargas.

Por sua vez, os geradores de *droop* receberão esse aumento na etapa de verificação se as potências geradas ultrapassam os limites definidos. Desse modo, a equação (15) pode ser reescrita para a equação (20).

$$P_G^{k+1} = \tau \cdot P_{G_{max}}^k \quad (20)$$

Enfim, a segunda variável trata-se da definição do conjunto de cargas a jusante de cada uma das barras. Essa declaração será utilizada para avaliar a redistribuição das cargas a fim de operar com as tensões de todas as barras do ilhamento dentro dos limites especificados. Destaca-se que, essa metodologia de definição das cargas a jusante é aplicada apenas em sistemas radiais.

A partir dessas definições é calculado o fluxo de potência da microrrede ilhada, ilustrado no fluxograma da Figura 26. Após a convergência, deve-se avaliar se as potências geradas estão dentro dos limites máximos estabelecidos para cada gerador. Caso contrário, inicia-se o algoritmo de corte de cargas, conforme é mostrado na Figura 23.

Em seguida, quando há um equilíbrio de potência na microrrede e a geração dentro dos limites, são analisados os níveis de tensão em todas as barras. Caso as tensões violem infringir os limites definidos, realiza-se uma redistribuição das potências das cargas, reduzindo-as das barras a jusante da barra em que ocorreu a violação e aumentando proporcionalmente entre as demais cargas do sistema. Caso alguma barra apresente níveis de tensão menores que os estabelecidos, realiza um corte de cargas pelo nível de tensão, conforme apresentado no fluxograma da Figura 24.

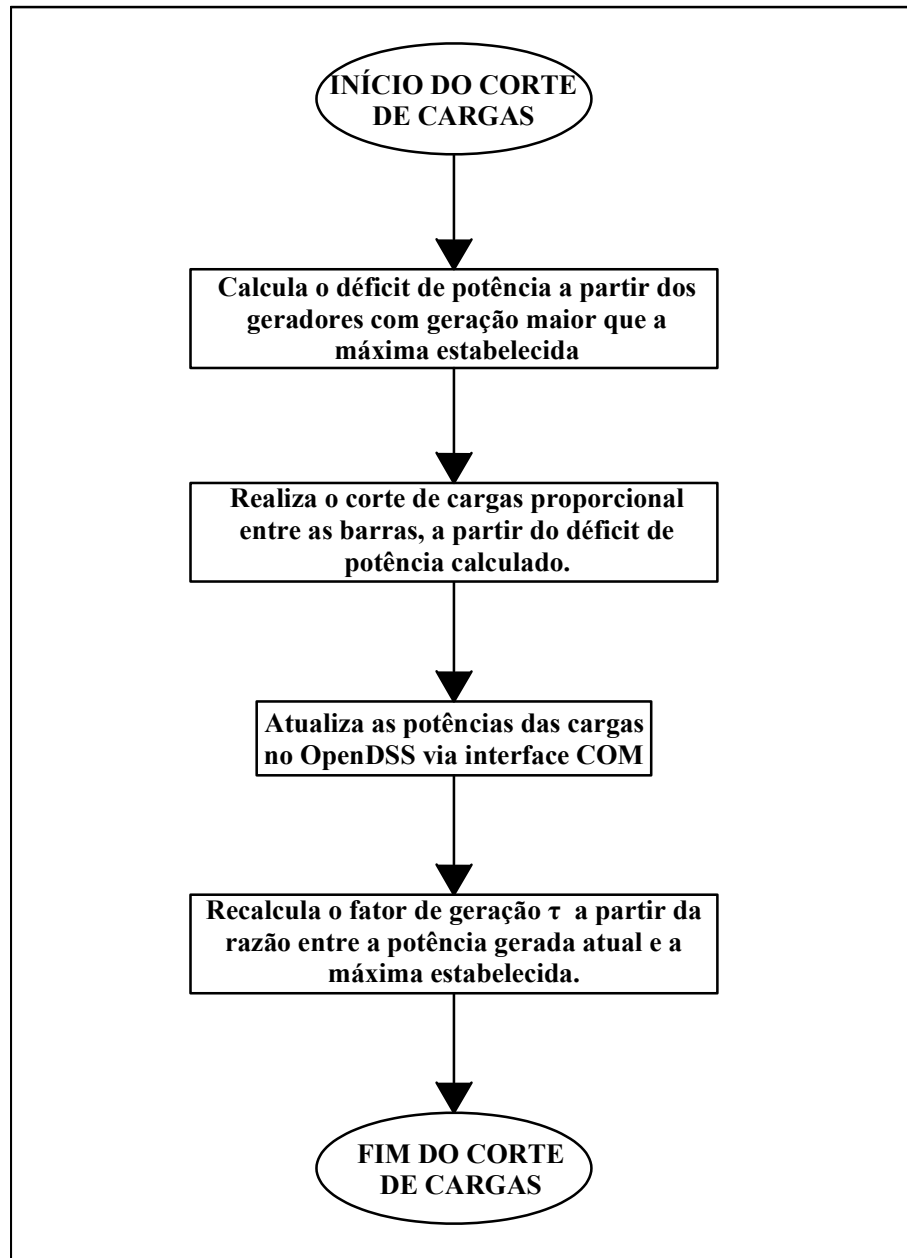
Finalmente, quando há o equilíbrio da microrrede e as tensões permanecerem dentro dos limites, prepara-se os dados de saída para a realização das análises da operação de microrrede ilhada.

### 3.2.1 Metodologia de corte de cargas

O método de corte de cargas proposto busca obter uma demanda de potência interna da microrrede que possa ser atendida pela geração disponível num determinado cenário. Nessa etapa, os níveis de tensão não são avaliados para a tomada de decisão. O fluxograma da Figura 23 ilustra o algoritmo implementado.

A primeira etapa do algoritmo trata-se de calcular o déficit de potência da microrrede ( $P_{Def}$ ), que é calculado conforme a equação (21).

Figura 23 – Fluxograma do algoritmo de corte de cargas



Fonte: Autoria Própria (2022)

$$P_{Defc} = \sum_{i=1}^{nG} (P_G^i - P_{Gmax}^i) \quad (21)$$

Em que  $nG$  é o número de geradores da microrredes.

Em caso que essa diferença entre as potência gerada ( $P_G$ ) e a máxima ( $P_{Gmax}$ ) for negativa, não haverá corte de cargas. No entanto, o usuário pode estabelecer uma diferença mínima de potência ( $P_{Gmargem}$ ) entre os geradores de *droop* e sua capacidade máxima, propiciando uma pequena margem de atuação para esses geradores. Essa margem foi proposta para garantir a convergência do fluxo de potência para casos em que a geração atual era igual ou ligeiramente

menor que a máxima geração, além de possibilitar, por parte do usuário, a redução da capacidade de operação dos geradores de *droop*. Por outro lado, se  $P_{Defl}$  for um valor positivo e maior que zero, significa que os geradores infringem os limites máximos, e se faz necessário realizar um corte de cargas. No entanto, caso o déficit de potência for negativo e menor que a margem de atuação, entende-se que a geração é suficiente para suprir a demanda, logo, atribui-se zero para  $P_{Defl}$ , não realizando nenhum corte de cargas.

A partir do déficit de potência, calcula-se o corte de cargas na microrrede, mediante a Equação 22. A potência de cada carga será reduzida de maneira proporcional, de modo que as barras de maiores potências contribuam mais para a redução da demanda na ilha.

$$P_L^{kc+1} = P_L^{kc} - P_{Defl} \cdot \frac{P_L^0}{\sum_{i=1}^{nL} P_L^{0i}} \quad (22)$$

Em que  $kc$  é o contador de iteração dos ajuste das cargas, que compreende toda etapa de corte e redistribuição das cargas.

Em seguida, atualiza-se as potência de todas as cargas declaradas no OpenDSS, mantendo o fator de potência definido inicialmente.

Por fim, o fator de incremento de geração  $\tau$  é recalculado com os dados de potência gerada resultante do fluxo de potência, conforme a equação (23).

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^{nG} P_G^{kci}}{\sum_{i=1}^{nG} P_{Gmax}^i} \quad (23)$$

Desse modo, quando a soma potência dos geradores ficam dentro dos limites estabelecidos, o fator  $\tau$  será unitário e não haverá incremento de geração na iteração seguinte.

Enfim, finaliza-se o corte de cargas e realiza um novo fluxo de potência da ilha, conforme ilustrado no fluxograma da Figura 22. Essa metodologia se repete até que todos os geradores tenham um despacho de potência ativa dentro dos limites definidos.

### 3.2.2 Metodologia de redistribuição e corte de cargas por tensão

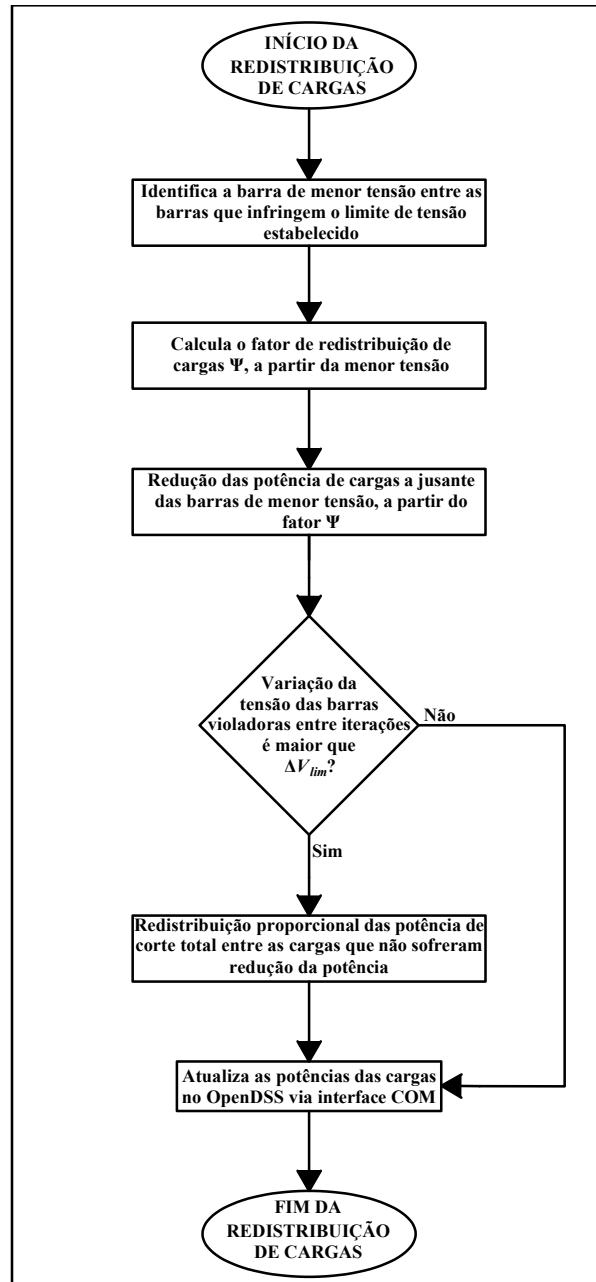
Finalmente, após equilíbrio entre demanda e geração, avalia-se os níveis de tensão para permanecer dentro dos limites definidos, adotados com base nos apresentados na Figura 14.

O fluxograma da Figura 24, apresenta o algoritmo proposto a fim de redistribuir as demandas para melhorar os níveis de tensão, e caso necessário, realizar um corte por tensão.

O primeiro passo consiste em identificar a barra com menor tensão entre as barras com violação de tensão. No algoritmo proposto, avalia-se apenas uma barra por iteração, sendo necessário um novo fluxo de potência antes de uma nova decisão de redistribuição, pois há casos em que barras próximas estão sob o mesmo problema de tensão, e avaliando apenas a menor dessas, já se obtém resultados satisfatório.

Semelhante ao fator  $\tau$ , apresentado anteriormente, baseou-se em determinada variável do sistema para a tomada de decisão. Nesse caso, como o objetivo é elevar a tensão da barra de menor tensão entre as que violam os limites ( $V_{BarraMenorV}$ ), calcula-se um fator de redistribuição

**Figura 24 – Fluxograma do algoritmo de redistribuição de cargas**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

de cargas  $\Psi$ , conforme mostra a equação (24), que busca aumentar tal tensão para valores igual ou maiores que a tensão especificada ( $V_{especificada}$ ).

$$\Psi = \frac{1}{1 - (V_{especificada} - V_{BarraMenorV})} \quad (24)$$

Desse modo, quanto menor for a tensão da barra de menor tensão da microrrede, maior será o fator  $\Psi$ , e, conseqüentemente, maior será a redistribuição de demanda. Por uma questão de otimização do algoritmo e redução dos custos computacionais, adota-se, apenas para o cálculo do fator  $\Psi$ , a  $V_{especificada}$  unitária. Sendo assim, a equação pode ser reescrita, conforme a (25).

$$\Psi = \frac{1}{V_{BarraMenorV}} \quad (25)$$

Em seguida, realiza-se a redução de potência nas cargas a jusante da barra que viola a tensão, definido pela Tabela 2. Essa redução é definida pelo fator  $\Psi$ , como mostra a equação (26)

$$P_L^{kc+1} = \frac{P_L^{kc}}{\Psi} \quad (26)$$

Sendo recalculadas em todas as cargas pertencentes ao conjunto de barras a jusante definidos anteriormente.

O principal objetivo dessa etapa é não realizar nenhum corte de cargas da microrrede, então, a potência reduzida das barras a jusante deve ser distribuídas entre as demais barras da ilha. Novamente, essa distribuição acontece de maneira proporcional entre todas essas cargas. Para isso, no instante da redução das cargas, realiza-se as somas das potências a ser redistribuída ( $P_{Redist}$ ) e da potência nominal ( $P_{NomRedist}$ ) dessas cargas. Dessa maneira, o incremento de potência nas demais cargas obedecem a equação (27).

$$P_L^{kc+1} = P_L^{kc} - P_{Redist} \cdot \frac{P_L^0}{\sum_{i=1}^{nL} P_L^0 - P_{NomRedist}} \quad (27)$$

No entanto, caso seja constatado que, entre iterações dos ajustes de cargas, o incremento de tensão na pior barra violadora seja menor que um valor limite ( $\Delta V_{lim}$ ),  $P_{Redist}$  assume o valor zero e, então, não se realiza a redistribuição das cargas. Esse limite de variação de tensão é definido pelo usuário, e demanda análises através da observação da variação de tensão para sua definição. Sendo assim, ocorre um novo corte de cargas pelo nível de tensão. Esse corte só irá ocorrer em casos específico, quando o algoritmo não consegue realizar a redistribuição das cargas de modo que eleve as tensões para dentro dos limites, precisando de um novo corte.

Enfim, todas essas atualizações são inseridas no *software* de simulação de fluxo de potência. Esse algoritmo se repete até que todas as barras estejam dentro dos limites especificados.

### 3.3 Ferramenta computacional para análise de fluxo de potência

Para propiciar a análises da operação ilhada da microrrede com a implementação da metodologia de corte e redistribuição das cargas, é necessário realizar os estudos de fluxo de potência em microrredes ilhadas controladas por *droop*. Para isso, o objetivo é beneficiar-se da ampla capacidade do OpenDSS na modelagem e na resolução do fluxo de potência. No entanto, o *software* de cálculos elétricos não possui interface para trabalhar com geradores no modelo de *droop*. Desse modo, a proposta é implementar tais característica em *software* externo e realizar a comunicação com o OpenDSS por meio da interface COM. Essa metodologia foi desenvolvida por Silva e Maciel (2021). No entanto, nessa seção será mostrado o método proposto com maiores detalhes e melhorias desenvolvidas.

### 3.3.1 O software OpenDSS

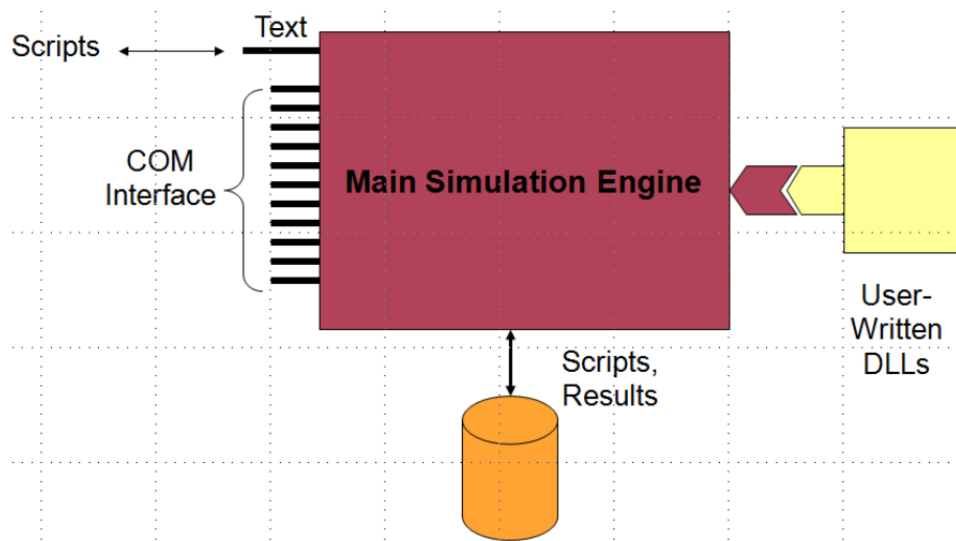
O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), é um *software* livre para cálculos elétricos em sistemas de energia, com ampla capacidade de modelagem e simulação. Esse *software* foi desenvolvido por Roger Dugan e Tom McDermott, e posteriormente adquirido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

O OpenDSS pode ser utilizado utilizando três interfaces diferentes:

- Programa executável autônomo:
- Interface *Component Object Model* (COM):
- DLL elaborada pelo usuário

O programa executável possui interface de usuário básica, possibilitando os detalhes elétricos do circuito desejado, através de *scripts* e possibilidade de visualização dos resultados após execução do algoritmo. Já através da interface COM, o usuário pode usufruir dos recursos dos programas externos ao *software* e executar todas as funções do OpenDSS, tornando possível a personalização de seus projetos. Essa interface permite a integração do OpenDSS com programas desenvolvidos noutras linguagens de programação como, por exemplo, MATLAB, VBA, C, C++, R, Python, entre outras. Por fim, a DLL fornece todas as funções do servidor COM, com algumas vantagens de desempenho e possibilidade de implementação usando linguagens de programação e sistemas operacionais não suportados pela interface COM. Tanto a interface COM quanto a DLL, permitem o pós-processamento dos dados de saída do OpenDSS através de arquivos *Comma-Separated Value* (CSV), facilitando organização dos resultados (DUGAN; MONTENEGRO, 2020). na Figura 25, mostra-se a estrutura do *software*.

**Figura 25 – Estrutura do OpenDSS**



**Fonte: Dugan e Montenegro (2020)**

O OpenDSS possibilita a modelagem de equipamentos do sistema elétrico como capacitores e reatores; transformadores, autotransformadores e reguladores de tensão; elementos

de armazenamento de energia; geradores de energia eólica e solar; além dos elementos convencionais, como carga, geração e linha, e outros. Segundo Dugan e Montenegro (2020), o *software* OpenDSS pode ser utilizado em diversas em diversas análises de energia, entre elas estão: planejamento e análise de distribuição; análise de conexão de geração distribuída; simulações anuais de carga e geração; estudos de planejamento de distribuição com base em riscos; desenvolvimento de sistemas-teste do IEEE; avaliação do controle de automação da distribuição; modelagem de armazenamento; entre outros.

Já os modos de simulações integrados ao simulador são: fluxo de potência instantâneo (*SnapShot power flow*); análise dinâmica (*Dynamics*); fluxo de potência diário (*Daily power flow*) e fluxo de potência anual (*Yearly power flow*) que também são identificadas como *Quasi-Static Time Series* (QSTS) que captura aspectos dependentes do tempo, como a mudança de diária de carga e geração fotovoltaica (RENO, 2017); entre outros modos.

Dessa maneira, é notória a ampla capacidade e poder de simulações de redes elétricas de distribuição e transmissão que esse *software* proporciona aos seus usuários. E ainda, o OpenDSS é amplamente utilizado no setor elétrico nacional, inclusive por distribuidoras de energia para o cálculo das perdas técnicas, sob exigência da ANEEL (ANEEL, 2014). Por esse motivo, este trabalho realizará simulações de fluxo de potência, a fim de avaliar o comportamento de microrredes no sistema de distribuição, operando de forma ilhada com geração controlada por curvas de *droop*. Para isso, será aproveitado das ferramentas de simulações do *OpenDSS*, através da interface COM com o *software* MATLAB. Dentro do MATLAB, será processados as atualizações de geração com *droop* e o pós-processamento dos valores obtidos no cálculo.

### 3.3.2 Fluxo de potência para microrredes ilhadas

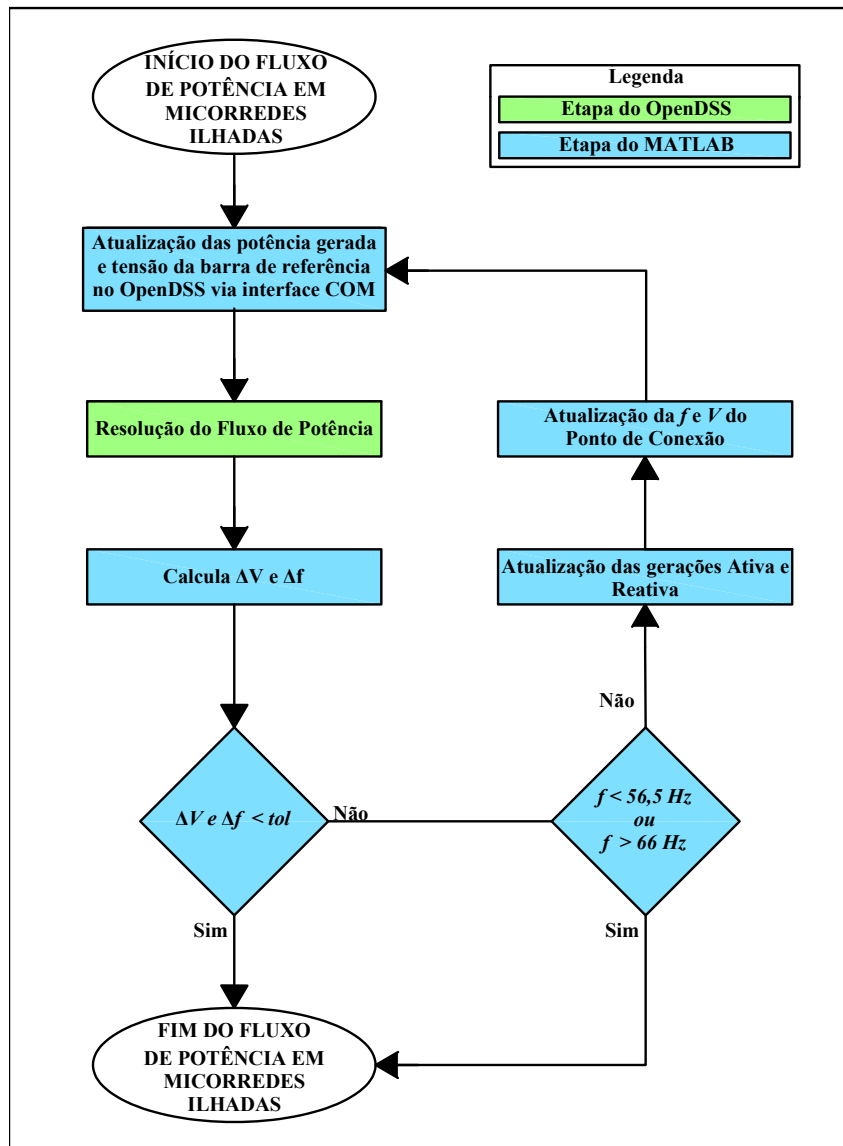
No método de fluxo de potência implementado utilizam-se os *softwares* MATLAB e OpenDSS, beneficiando-se do processamento de dados e da ampla capacidade de modelagem dos equipamentos do sistema elétrico, respectivamente. É importante destacar que, o método de fluxo de potência com *droop* não está disponível no OpenDSS. Desse modo, a estratégia para implementar a técnica desejada, aproveitando as capacidades do OpenDSS, é o processamento do fluxo em conjunto com o MATLAB.

O algoritmo proposto realiza simulações de microrredes ilhadas incorporando os efeitos das curvas de *droop* dos geradores. A Figura 26 ilustra o fluxograma desse algoritmo para a resolução do problema.

A primeira etapa do algoritmo de fluxo de potência realiza a da atualização das potências ativa e reativa das unidades de GD, e da atualização da tensão do PC, declaradas anteriormente no OpenDSS. Para a primeira iteração, as potências dos geradores é corrigida pelo fator  $\tau$ , definido na Equação (17).

A resolução do fluxo de potência para uma determinada condição de carga, geração e tensão do PC, é realizada pelo algoritmo do OpenDSS. Após a sua convergência, são extraídos os valores de tensão de todas as barras e as potências ativas e reativas líquida da microrrede,

Figura 26 – Fluxograma do algoritmo de fluxo de potência



Fonte: Adaptado de Silva e Maciel (2021)

observada no ponto de conexão. Para possibilitar a implementação, utiliza-se o elemento Vsource do *software*, conectado no PC (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

A etapa mais importante do algoritmo é a de atualização da frequência da microrrede e da tensão do ponto de conexão. A frequência é atualizada de acordo com a equação (12), em que se utiliza a potência ativa líquida obtida anteriormente. Já a tensão do PC é atualizada conforme equação (13), utilizando, dessa vez, a potência reativa líquida.

No algoritmo proposto não foi implementada a variação das reatâncias com a frequência. No entanto, essa alteração pode ser facilmente implementada no algoritmo por meio da interface COM entre o OpenDSS e o MATLAB. Destaca-se ainda, que a influência da variação de frequência na análise realizada é mínima.



Por fim, com a frequência atualizada, é calculada uma nova geração de potência ativa, considerando o *droop*. Já para a geração reativa, considera-se a variação de tensão na barra em que está instalado o gerador. Essas atualizações são realizadas conforme mostrado na equação (14).

O critério de parada do algoritmo proposto é a diferença entre iterações subsequentes da tensão do PC e da frequência da microrrede. Se o critério não for alcançado, é realizado uma nova resolução de fluxo de potência. Caso contrário, encerra-se o algoritmo proposto. Ainda mais, é previsto uma parada do fluxo de potência caso os limites de frequência atinja valores menores que 56,5 Hz ou maiores que 66 Hz, conforme apresentado na Figura 13.

## 4 RESULTADOS

### 4.1 Sistema de distribuição real

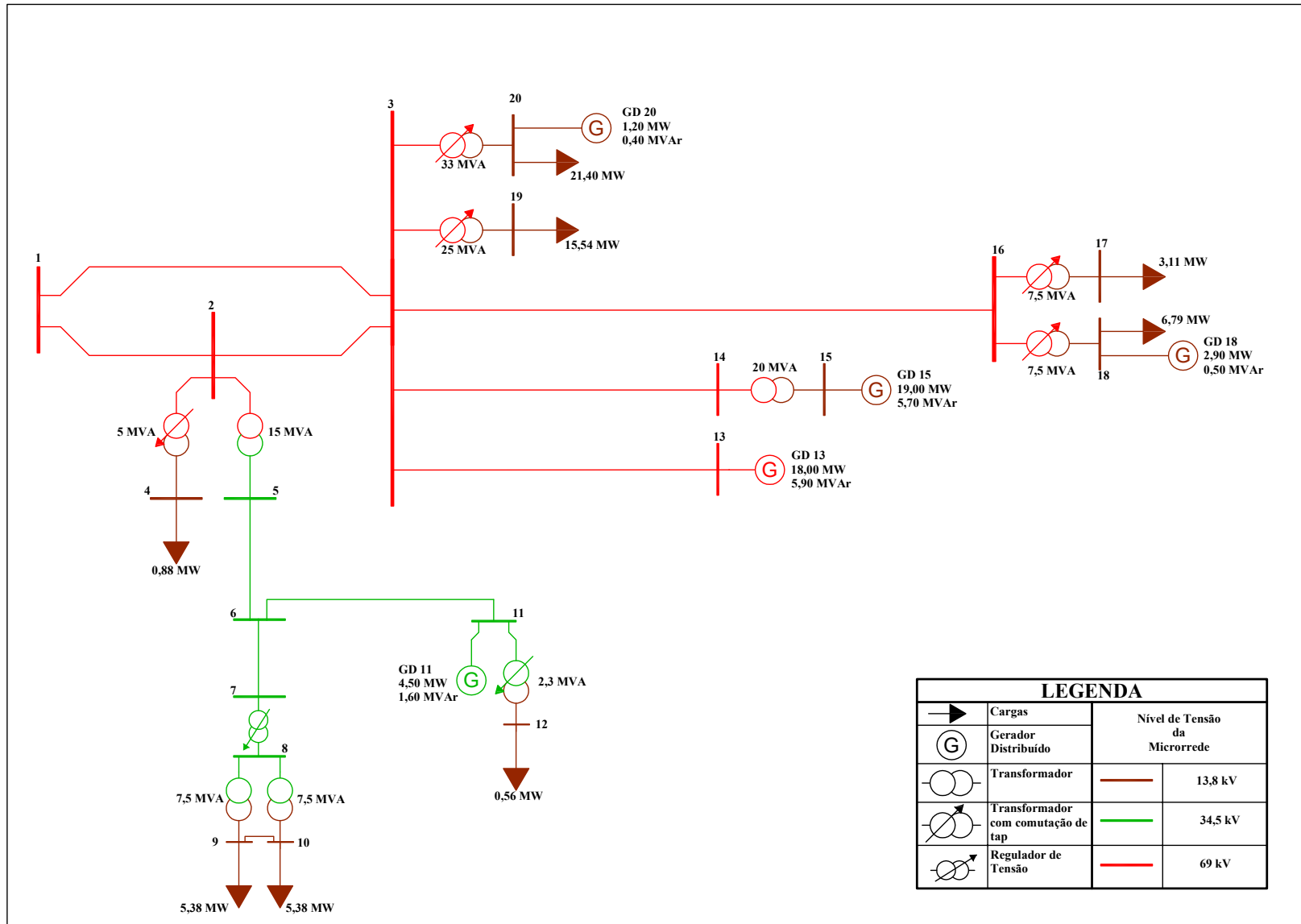
A proposta desse trabalho, é realizar as análises estáticas de microrredes considerando o sistema de distribuição de energia real, mostrado na Figura 27. Tal rede de distribuição está localizada na região sudeste do Brasil em uma área com quantidade considerável de geração distribuída hídrica e sua fronteira com o Sistema Interligado Nacional (SIN) é através da barra 1 de 69 kV.

As potências ativa e reativa máxima de cada um dos geradores e as cargas no cenário de demanda pesada são apresentadas no diagrama unifilar da Figura 27.

O sistema de distribuição mostrado na Figura 27, é dividido em três níveis de tensão de distribuição (13,8 kV, 34,5 kV e 69 kV), e composto por 20 barras, 8 linhas de alta e média tensão de distribuição, cinco unidades de geração distribuída, 10 transformadores, um regulador de tensão e 8 barras com cargas, somando 59,04 MW de potência.

Das cinco unidades de GD, três delas são classificadas como CGH (potência igual ou inferior a 5 MW) e duas como PCH (potência entre 5MW e 30MW). As PCHs correspondem a mais de 80% de potência instalada do conjunto das cinco unidades, que em sua totalidade possui de 45,60 MW de potência. Além disso, duas unidades de geração são conectadas diretamente nos alimentadores com tensão de 13,8 kV. Desse modo, avalia-se em considerar as CGHs modeladas como barras dos tipos PQ ou PV, enquanto as PCHs seriam responsável por controlar a frequência da microrrede, ou seja, geradores de *droop*, ou até mesmo modelado como barra do tipo PV.

Figura 27 – Diagrama unifilar da rede real sudeste



Fonte: Autoria Própria (2022)

**Quadro 1 – Combinações dos Cenário adotados na microrredes**

<b>Cenário</b>	<b>Carga</b>	<b>Geração</b>
<b>1</b>	Leve	Baixa
<b>2</b>	Média	Baixa
<b>3</b>	Pesada	Baixa
<b>4</b>	Leve	Intermediária
<b>5</b>	Média	Intermediária
<b>6</b>	Pesada	Intermediária
<b>7</b>	Leve	Alta
<b>8</b>	Média	Alta
<b>9</b>	Pesada	Alta

**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

Para realização das análises, trabalhou-se com os cenários de carga leve, média e pesada. Na Tabela 2 apresenta-se o percentual adotado em relação ao cenário de carga pesada. Essas demandas utilizadas foram baseadas nos dados de carga reais recebidos.

**Tabela 2 – Cenários de cargas adotados na microrredes**

<b>Cenário de Carga</b>	<b>Leve</b>	<b>Média</b>	<b>Pesada</b>
<b>Percentual</b>	58,5%	85,6%	100,0%

**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

Já para os cenários de geração, foram analisados os casos de baixa, intermediária e alta geração. Novamente, os percentuais em relação ao maior cenário está apresentado na Tabela 3. Dessa vez, os cenários adotados foram baseados nos apresentados em Taranto e Assis (2017). Destaca-se que os fatores de potência dos geradores foram mantidos constantes durante as análises.

**Tabela 3 – Cenário de geração adotados na microrredes**

<b>Cenário de Geração</b>	<b>Baixa</b>	<b>Intermediária</b>	<b>Alta</b>
<b>Percentual</b>	60%	80%	100%

**Fonte: Adaptado de Taranto e Assis (2017)**

Realizando combinações dos cenários de carga e geração apresentados, têm-se nove combinações a ser analisadas, semelhante à metodologia adotada por Taranto e Assis (2017). Essas combinações são apresentadas na Tabela 1.

O coeficiente de *droop* de potência ativa dos geradores distribuídos utilizados foram da magnitude semelhante aos valores encontrados na literatura, obedecendo a proporcionalidade da potência do geradores (HAMEED; HOSANI; ZEINELDIN, 2019; STEVENSON; GRAINGER, 1994). Por sua vez, os coeficiente de *droop* para a potência reativa foram mantidos iguais para todos os geradores, a fim de facilitar a convergência da microrrede. Desse modo, os coeficientes

de *droop* adotados são apresentados na Tabela 4. Vale destacar que, esses coeficientes serão utilizados apenas quando o gerador operar no modo estatismo.

**Tabela 4 – Coeficientes de *droop* dos geradores**

<b>Gerador</b>	<b>13</b>	<b>15</b>
$m_p$ (pu)	-0,0333	-0,0316
$n_q$ (pu)	-0,0500	-0,0500

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

A definição das cargas a jusante de cada uma das barras para o sistema de distribuição estudado, é mostrada na Tabela 2.

**Quadro 2 – Barras de cargas a jusante de cada barra**

<b>Barras</b>	<b>Cargas a jusante</b>	<b>Barras</b>	<b>Cargas a jusante</b>
<b>1</b>	4 17 18 19 20	<b>11</b>	9 10 12
<b>2</b>	4 17 18 19 20	<b>12</b>	12
<b>3</b>	4 17 18 19 20	<b>13</b>	17 18 19 20
<b>4</b>	4	<b>14</b>	17 18 19 20
<b>5</b>	9 10 12	<b>15</b>	17 18 19 20
<b>6</b>	9 10 12	<b>16</b>	17 18
<b>7</b>	9 10	<b>17</b>	17
<b>8</b>	9 10	<b>18</b>	18
<b>9</b>	9 10	<b>19</b>	19
<b>10</b>	9 10	<b>20</b>	20

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Por fim, para o estudo dessa microrrede, adotou-se os valores de  $P_{G_{margem}}$  de 100 kW e de 0,001 pu para  $\Delta V_{lim}$ . Em outras palavras, os geradores de *droop* terão sua capacidade máxima reduzida em 100 kW, enquanto o corte de cargas por tensão será realizado caso a diferença entre tentativas subsequente de redistribuir as cargas for menor que 0,001 pu

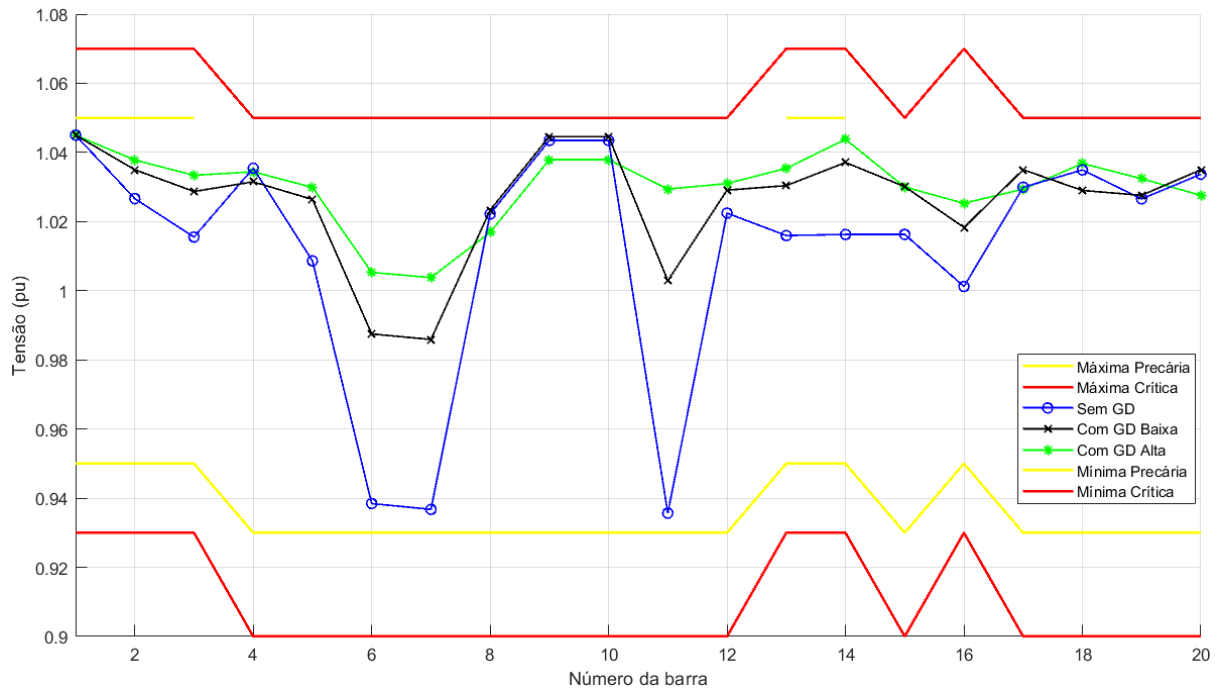
#### **4.2 Análise prévias da microrrede com e sem GD**

A simulação inicial da microrrede com e sem GD, tem por objetivo avaliar os impactos da geração no sistema de distribuição, observando o perfil de tensão e potência líquida no ponto de conexão. Para isso, realizou-se as simulação com e sem GD nos cenários extremos de carga e geração (Cenários 1, 3, 7 e 9 da Tabela 1). Nesse caso, os modelos de geradores adotados foram: PV nas barras 11, 13 e 15 com tensão em 1,03 pu, e PQ com fator de potência unitário para os das barras 18 e 20. Já a tensão adotada na barra de referência (Barra 1 da Figura 27) é de 1,045 pu. Vale notar que, essas simulações poderiam ser da microrrede conectada ao restante do sistema, embora não tenha realizado dessa forma. Na Seção 3.1.1 foi detalhado o artifício utilizado para essas análises. Para refletir o cenário de microrrede conectada, seria necessário simular todo o sistema interligado nos determinados cenários de carga e geração.

#### 4.2.1 Cenários de carga leve

Na Figura 28 é mostrado o perfil de tensão para o cenários de carga leve para três casos de geração: alta, baixa e sem GD.

**Figura 28 – Perfil de tensão em cenários de cargas leve**



**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

Através da Figura 28 pode ser observado o impacto da presença da GD no perfil de tensão mesmo em casos de carga leve. Em situação sem GD, há três barras cujas tensões ficam próximas de atingir os limites precários de tensão, enquanto no cenário de baixa e alta geração não há nenhum ponto de atenção quanto aos níveis de tensões.

Essa avaliação inicial dos níveis de tensão fornece uma prévia da operação ilhada da microrrede, indicando que pode ser possível, em relação ao perfil de tensão, a operação em sua totalidade nos cenários de carga leve. Outro ponto que fortalece essa indicação, é a injeção de potência ativa e reativa líquidas no ponto de conexão, apresentado na Tabela 5.

**Tabela 5 – Avaliação da potência líquida na barra de referência nos cenários de carga leve**

	Sem GD	GD Baixa	GD Alta
Potência Ativa (MW)	35,8	7,8	-9,8
Potência Reativa (MVar)	6,3	9,1	14,6

**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

No cenário de carga baixa e sem GD, há um consumo interno do ilhamento de 35,8 MW de potência, indicando uma necessidade de geração próxima a esta para um funcionamento ilhado

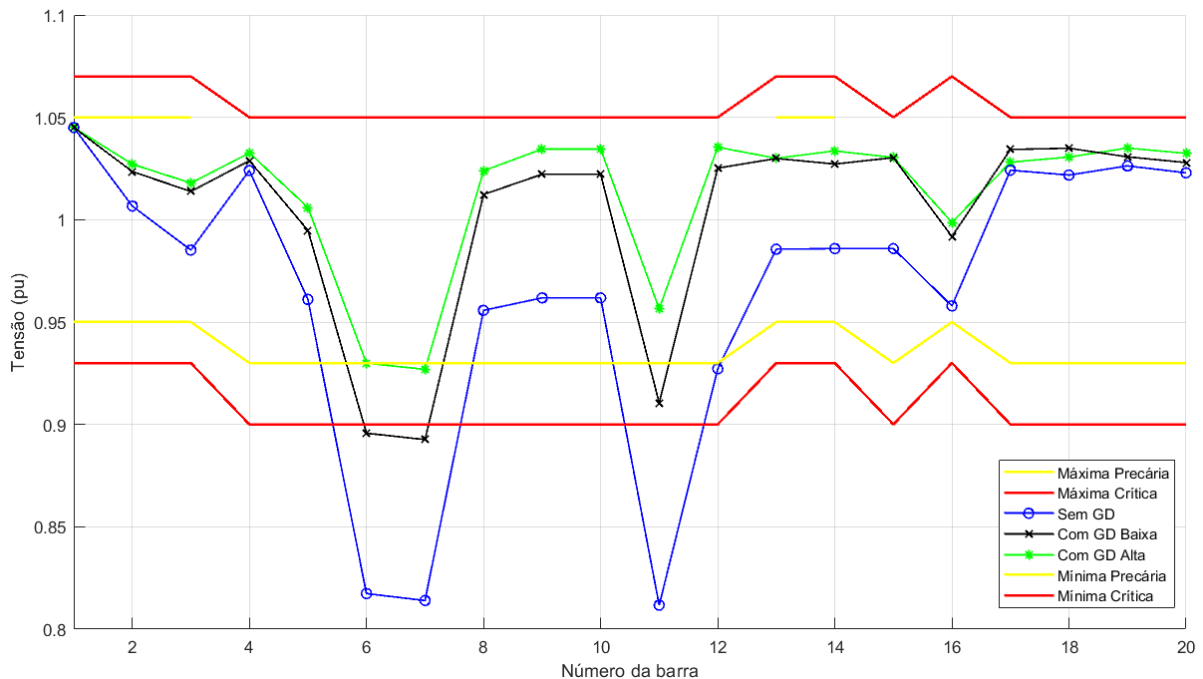
total. Nesse mesmo cenário, mas com geração baixa há um fornecimento de 7,8 MW de potência para a ilha, mostrando a necessidade de um corte de carga para propiciar o funcionamento ilhado. Já com alta geração, observa-se um fluxo de potência reverso no ponto de conexão de 9,8 MW, sinalizando que há possibilidade do funcionamento ilhado em cenários com maiores gerações, inclusive, sem a exigência de corte de cargas. Essas prévias devem ser confirmadas nas análises ilhadas.

Ainda mais, observa-se um aumento de fornecimento de potência reativa, pela barra de referência, para a microrrede nos cenários com geração. Isso ocorre devido ao aumento do nível de tensão no sistema, observado na Figura 28, e, conseqüentemente, a operação subexcitada dos geradores 13 e 15 a fim de manter a tensão em 1,03 pu nas suas respectivas barras. Por exemplo, com GD alta, esses dois geradores e o transformador 14 – 15 (devido ao aumento de potência do gerador 15) absorvem juntos 9,5 MVar do sistema, implicando uma demanda de reativo maior.

#### 4.2.2 Cenários de carga pesada

Em seguida, realizou-se as mesmas simulações para os cenários de carga pesada. Na Figura 29 é ilustrado o perfil de tensão para os três casos de geração.

**Figura 29 – Perfil de tensão em cenários de carga pesada**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Com a Figura 29, nota-se a importância das gerações próximas ao centro de consumo para a elevação do perfil de tensão. Caso não existisse a presença de GD no sistema de distribuição estudado, resultaria em níveis de tensão abaixo dos limites estabelecidos, podendo ser necessário investimento em estratégias e equipamentos para melhoria da qualidade de energia. Mesmo

nos cenários com baixa e alta GD, ocorre a infração dos limites de tensão crítico e precário estabelecidos, respectivamente.

Novamente, com essa avaliação inicial pode-se obter uma prévia da operação ilhada da microrrede, mostrando que as barras 7, 8 e 11 são as mais prejudicadas pelos níveis de tensão, estabelecendo a possibilidade de um corte de demanda maior nas cargas a jusante dessas barras, a fim de elevar os níveis de tensão.

Enfim, na Tabela 6 é comprovada a necessidade de um corte de carga em todos os cenários para possibilitar a operação ilhada, inclusive no caso com alta geração.

**Tabela 6 – Avaliação da potência líquida na barra de referência em cenários de carga pesada**

	Sem GD	GD Baixa	GD Alta
Potência Ativa (MW)	63,5	33,7	15,2
Potência Reativa (MVar)	19,2	10,3	15,2

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Ainda mais, avaliando a potência líquida da Tabela 6, pode-se concluir que, o corte de carga no cenário com baixa geração deverá ser maior que 50%, pois sem GD havia um fornecimento de 63,5 MW de potência, e após a geração baixa, esse fornecimento passa a ser de 33,7 MW. Vale lembrar que, essas conclusões tratam-se apenas de uma análise prévia, que indica a capacidade de operação ilhada da microrrede, e deve ser confirmada posteriormente.

#### 4.2.3 Potência líquida na barra de referência

Por fim, realizou as simulações dos outros cinco cenários da Tabela 1 avaliando a potência líquida na barra de referência. A Tabela 7 apresenta os valores para todos os nove cenários a ser estudados durante o ilhamento.

**Tabela 7 – Avaliação da potência líquida no PC nos cenários de carga e geração**

Geração	Carga Leve		Carga Média		Carga Pesada	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
<b>Baixa</b>	7,75	9,19	24,51	9,53	33,69	10,30
<b>Intermediária</b>	-1,13	12,63	15,41	13,26	24,45	13,81
<b>Alta</b>	-9,90	14,61	6,35	15,03	15,18	15,24

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Como analisado anteriormente, a microrrede talvez seja autossuficiente nos cenários de carga leve e gerações intermediária e alta, ou seja, sem a necessidade de corte de cargas. Nos demais cenários, a barra de referência fornece potência para as cargas da ilha, indicando a necessidade de reduzir a demanda. Além disso, o principal objetivo dessa análise é ajustar o crescimento de potência para os geradores, substituindo a potência da barra de referência  $P_{ref}$  na equação (17).



### 4.3 Operação ilhada da microrrede

A partir das análises prévias da microrrede, foi possível notar as possibilidades de trabalhar com o sistema de distribuição no modo ilhado, tanto do ponto de vista de tensão, como na busca por um equilíbrio entre demanda e geração. Além disso, notou-se que os piores níveis de tensão ocorreram nas barras 6, 7 e 11 nos dois cenários analisados (Figuras 28 e 29). Desse modo, analisando a topologia da microrrede (Figura 27), decidiu-se por manter o gerador 11 no modelo PV, a fim de diminuir os impactos do baixo nível de tensão na rede de 34,5 kV. Já os geradores de menor capacidade, geradores 18 e 20, irão operar no modelo PQ com fator de potência unitária. Finalmente, os geradores 13 e 15, considerando a capacidade de geração de ambos, atuarão sob o controle de *droop*, buscando o equilíbrio da microrrede durante o controle primário. Posteriormente, serão analisados casos em que esses geradores alternam para o modelo PV. Destaca-se ainda que, que todas essas análises precisariam de complementação por estudos dinâmicos, de modo especial os casos em que apenas um gerador opere no modo de *droop*, com a finalidade de verificar a segurança elétrica mantendo apenas um gerador para assegurar a estabilidade dinâmica da microrrede. Nesse trabalho, o objetivo trata-se averiguar, por meio de análise estática, os níveis de tensão e a possibilidade de operação ilhada nos cenários de carga e geração.

#### 4.3.1 Geradores das barras 13 e 15 com controle de *droop*

Inicialmente, realizaram-se as simulações para a ilha nos cenários apresentados na Tabela 1, nos modelos definidos de atuação das unidades de geração distribuída. Os dois maiores geradores, geradores 13 e 15, com potência nominal de 18 e 19 MW, respectivamente, foram escolhidos para realizar o controle primário da microrrede, e operarão no modo estatismo, a partir dos seus coeficientes de *droop* apresentados na Tabela 4. Já o gerador 11, conectado na rede de 34,5 kV, irá operar no modo de controle de tensão com potência ativa despachada, modelado como uma barra PV, devido a tensão observada nas barras próximas ao gerador, nos cenários de referência analisados nas Figuras 28 e 29, tensões próximas e inferiores aos limites estabelecidos. Enfim, será assumido que os geradores 18 e 20 operarão com injeção livre de potência, sendo modelados como barras PQ com fator de potência unitário. Essa definição decorre da consideração da capacidade de geração de ambos e da avaliação de que a tensão dessas duas barras apresentam bom comportamento, devido à atuação dos transformadores com OLTC (*on load tap changer*).

Além disso, a partir da potência líquida no barra de referência, apresentada na Tabela 7, calcula-se o incremento de potência por meio da equação (17), a fim de propiciar a convergência do algoritmo de fluxo de potência. Nas Seções 4.3.1.1, 4.3.1.2 e 4.3.1.3 serão analisados cada um dos cenários de carga e geração, enquanto a Seção 4.3.2 irá avaliar o comportamento estático da microrrede com apenas um gerador no modo estatismo.

#### 4.3.1.1 Cenários de carga com geração baixa

Para o cenário de geração baixa, realizou-se as simulações dos três cenários de cargas: leve, média e pesada. A Tabela 8 apresenta a potência ativa e reativa dos cinco geradores da microrrede, para cada cenário.

**Tabela 8 – Potência gerada nos cenários de geração baixa**

<b>Barra</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>20</b>
<b>Cenário de Carga Leve</b>					
<b>P (MW)</b>	2,70	10,72	11,31	1,74	0,72
<b>Q (MVar)</b>	0,96	1,99	1,04	0,00	0,00
<b>Cenário de Carga Média</b>					
<b>P (MW)</b>	2,70	10,58	11,17	1,74	0,72
<b>Q (MVar)</b>	0,96	1,89	0,98	0,00	0,00
<b>Cenário de Carga Pesada</b>					
<b>P (MW)</b>	2,70	10,72	11,31	1,74	0,72
<b>Q (MVar)</b>	0,96	1,98	1,04	0,00	0,00

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Como nos geradores PQ e PV a potência ativa é fixada, é papel dos dois geradores de *droop* (geradores 13 e 15) realizar o equilíbrio entre carga e geração. Nesse caso, avaliando a potência de cada um dos geradores apresentada na Tabela 8, observa-se que eles operam entre 98,0% e 99,3% da capacidade máxima, indicando que o corte de carga realizado apresenta resultados satisfatórios, pois houve um melhor aproveitamento da capacidade dos geradores e, por consequência, o menor corte de carga possível. Do mesmo modo, a geração reativa desses geradores também operam para o equilíbrio entre geração e demanda da microrrede, e não para conservar a tensão de suas barras. Nesse sentido, o dois geradores operam abaixo de sua capacidade máxima. Porém, o único gerador PV está em 100% da sua capacidade reativa.

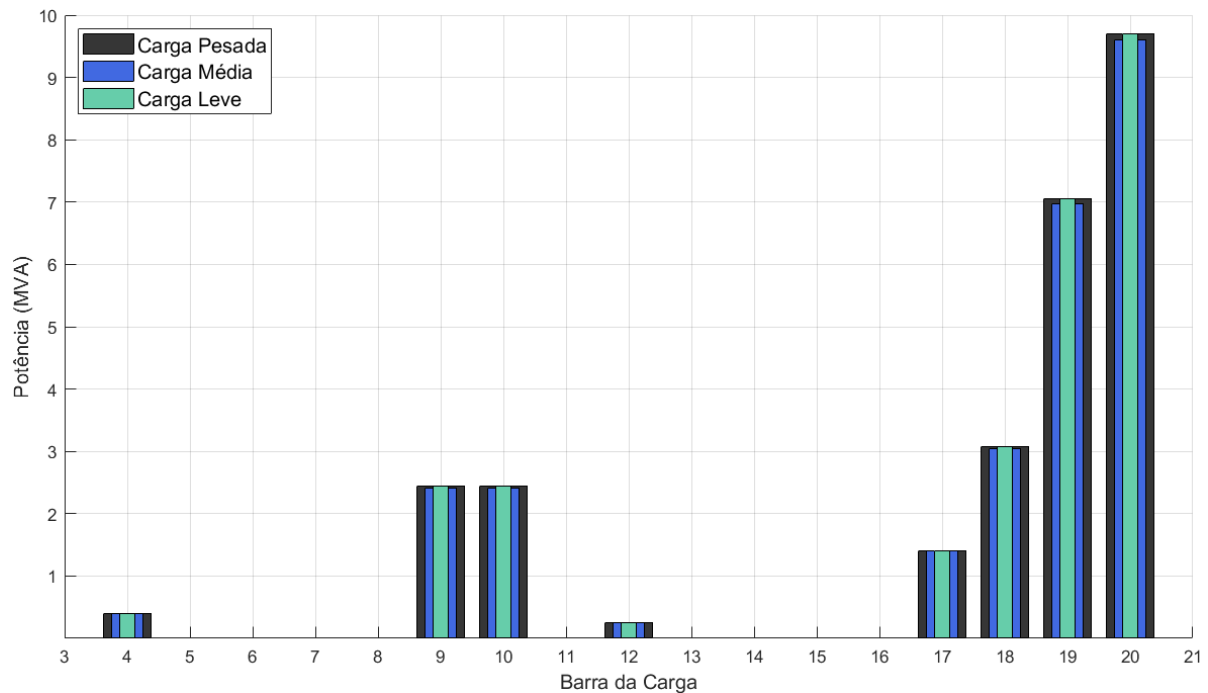
Já a Figura 30, apresenta a potência final das cargas em todos os cenários, ou seja, a potência após o corte e redistribuição de cargas, enquanto a Tabela 9 mostra o percentual de corte resultante e por barra.

**Tabela 9 – Cortes de cargas para os cenários de geração baixa**

<b>Barra</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>Total</b>
<b>Cenário de Carga Leve</b>									
<b>Corte (%)</b>	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
<b>Cenário de Carga Média</b>									
<b>Corte (%)</b>	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6
<b>Cenário de Carga Pesada</b>									
<b>Corte (%)</b>	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

**Figura 30 – Potência das cargas após ajustes de cargas nos cenários**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

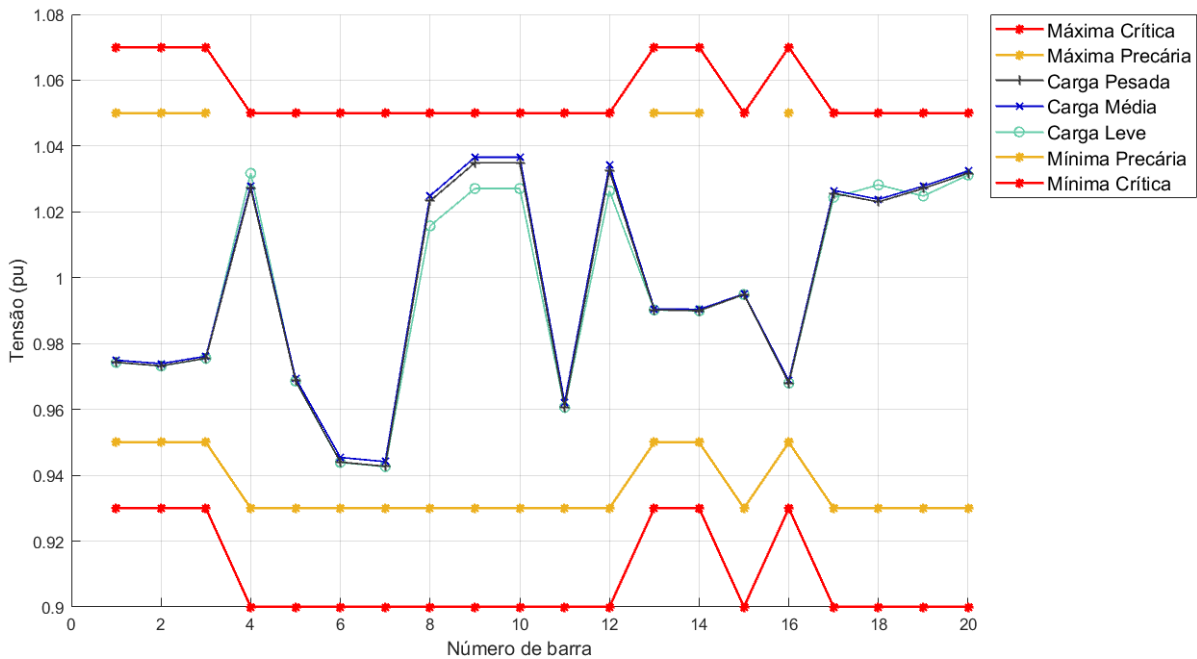
Através do gráfico da Figura 31, percebe-se que nos três cenários de carga, a potência resultante em cada barra após o corte e a redistribuição das cargas são muito próximas, com maior desvio padrão relativo de 0,47% nas barras 19 e 20. Isso mostra a eficiência do algoritmo proposto, que, em diversos cenários de carga, foi capaz de realizar um corte que resulte em uma demanda final próximas entre si, visto que não houve nenhuma alteração da geração.

Nota-se, por meio da Tabela 9, que para uma operação ilhada segura, é necessário realizar o corte de 22,5%, 47,6% e 54,6% das cargas presente na microrrede, nos cenários de carga leve, média e pesada, respectivamente. Para esses casos, não houve a necessidade de realizar um ajuste por tensão, devido o total de corte realizado para garantir a segurança do ilhamento ser considerável. Em vista disso, o corte de demanda em todas as cargas é dividido proporcionalmente. A escolha de implementar cortes percentuais em cada barra, é devido a se tratar de uma rede de subtransmissão, gerida pela distribuidora de energia. Desse modo, a distribuidora tem a liberdade de realizar o corte de cargas nos alimentadores da subestação, conforme critério próprio. Dois desses critério que complementa a metodologia implementada neste trabalho, tratam-se das propostas apresentadas por Gurski (2020) e Nascimento (2016), em que os autores possuem conhecimento dos locais de seccionamento e das prioridades de cargas que há nos alimentadores, respectivamente.

O perfil de tensão do ilhamento nos três cenários de cargas são apresentado na Figura 31. Avaliando o perfil de tensão, conclui-se que os cortes de cargas foram eficientes para manter a tensão dentro dos limites, sem a necessidade de realizar uma redistribuição das cargas. Ainda mais, observa-se a semelhança do perfil de tensão dos três cenários de cargas. Nas barras de 69

kV (Barras 1, 2, 3, 13, 14 e 16) e no gerador 15, verifica que as três curvas de curva de tensão estão sobrepostas. A maior diferença acontece nas barras 8 a 10, devido a atuação do regulador de tensão. Adicionalmente, mesmo com o gerador da barra 11 fornecendo o máximo de potência reativa, não foi suficiente para manter a tensão da barra em 1,03 pu. No entanto, sua atuação é importante para segurar o nível de tensão nas outras barras de 34,5 kV.

**Figura 31 – Perfil de tensão na microrrede ilhada no cenário de geração baixa**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Enfim, a frequência da microrrede para esses cenários são apresentadas na Tabela 10.

**Tabela 10 – Frequência da microrrede para os cenários de geração baixa**

Cenário de Carga	Leve	Média	Pesada	Desvio Padrão
Frequência (Hz)	59,7856	59,7883	59,7857	0,0021%

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Segundo a ANEEL, frequências entre 59,5 e 59,9 Hz somente é permitida em casos de distúrbios na rede elétrica (Figura 13). Desse modo, a frequência deverá ser corrigida pelo controle secundário do gerador para retornar aos limites de operação em regime permanente.

De modo geral, avalia-se que, nos três cenários de carga com geração baixa há a possibilidade da operação ilhada na microrrede, uma vez que haja meios técnicos de realizar o corte de carga no sistema de distribuição estudado. E ainda, destaca-se a necessidade do controle secundário do gerador atuar para reestabelecer a frequência da microrrede. Quanto ao algoritmo de corte de cargas implementado, foi possível comprovar a eficácia, visto que, nos três cenários de carga, os geradores operam em, aproximadamente, 98% de sua capacidade máxima. O corte de cargas nas barras possuem um desvio padrão de 0,47%, mostrando que, independente do

cenário de carga, haverá o corte para consumir a potência próxima da capacidade máxima dos geradores. Os níveis de tensão de todas as barras estão dentro dos limites impostos pela ANEEL, nesse caso, não havendo a necessidade de uma redistribuição das cargas.

#### 4.3.1.2 Cenários de carga com geração intermediária

Novamente, para o cenário de geração intermediária, realizou-se as simulações dos três cenários de cargas: leve, média e pesada. A potência ativa e reativa dos cinco geradores da microrrede em cada caso, são apresentadas na Tabela 11.

**Tabela 11 – Potência gerada nos cenários de geração intermediária**

<b>Barra</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>20</b>
<b>Cenário de Carga Leve</b>					
<b>P (MW)</b>	3,60	13,54	14,29	2,32	0,96
<b>Q (MVar)</b>	1,60	3,10	1,75	0,00	0,00
<b>Cenário de Carga Média</b>					
<b>P (MW)</b>	3,60	14,31	15,10	2,32	0,96
<b>Q (MVar)</b>	1,60	3,46	1,98	0,00	0,00
<b>Cenário de Carga Pesada</b>					
<b>P (MW)</b>	3,60	14,17	14,95	2,32	0,96
<b>Q (MVar)</b>	1,60	3,38	1,93	0,00	0,00

**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

Mais uma vez, verifica-se através da potência dos geradores de *droop*, que eles operam entre 98,3% e 99,4% da capacidade máxima, exceto no cenário de carga leve, otimizando a potência disponível dos geradores.

Por sua vez, a Figura 32, apresenta a potência final das cargas nos respectivos cenários, enquanto a Tabela 12 mostra o percentual de corte resultante e por barra.

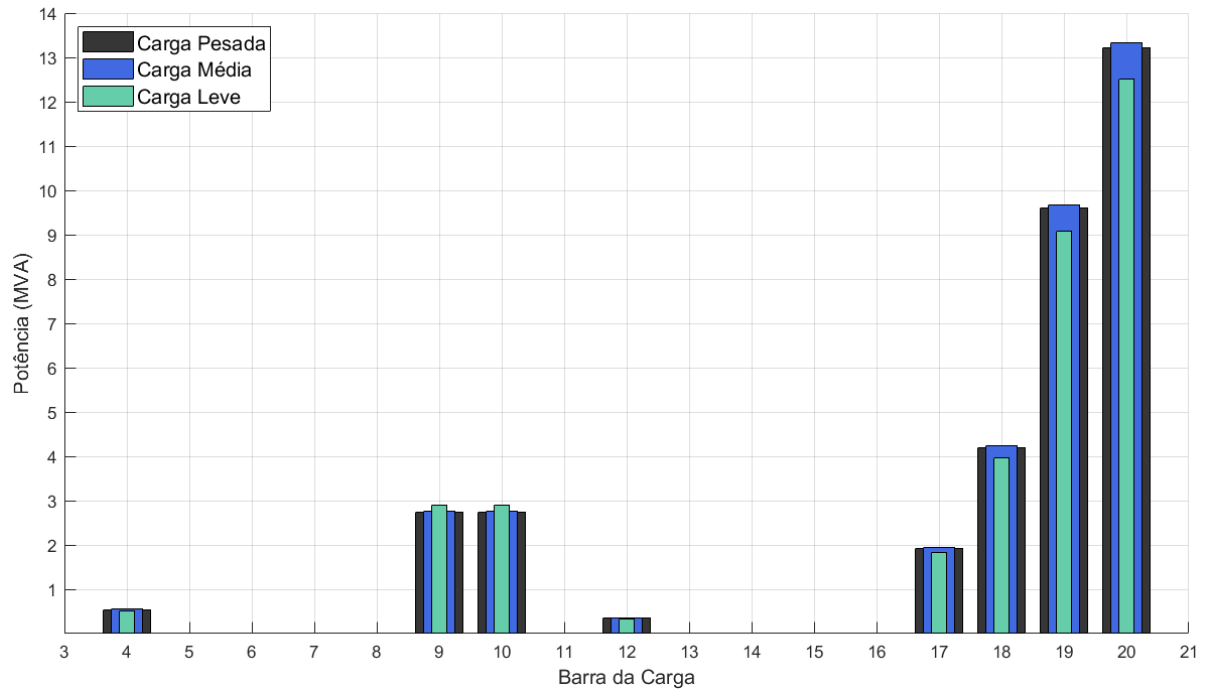
**Tabela 12 – Cortes de cargas para os cenários de geração intermediária**

<b>Barra</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>Total</b>
<b>Cenário de Carga Leve</b>									
<b>Corte (%)</b>	0,0	7,6	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4
<b>Cenário de Carga Média</b>									
<b>Corte (%)</b>	3,3	40,2	40,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	29,6
<b>Cenário de Carga Pesada</b>									
<b>Corte (%)</b>	38,2	49,0	49,0	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	40,2

**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

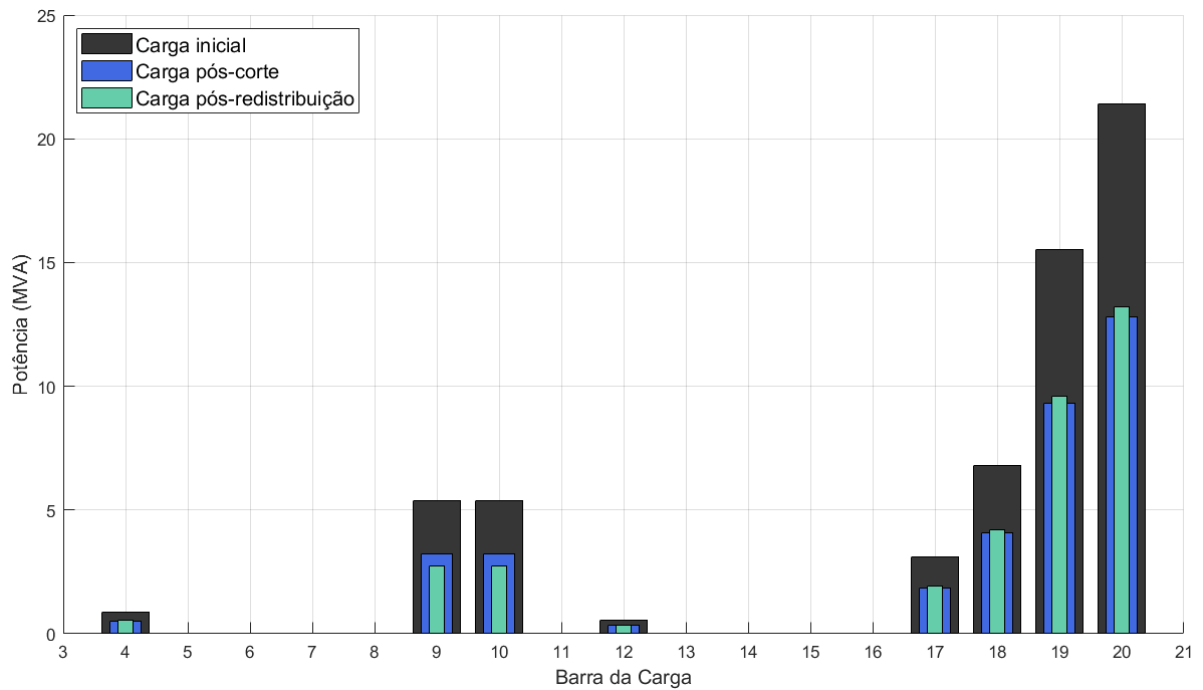
Através da Tabela 12, nota-se que o corte de cargas nos cenários médio e pesado não é homogêneo em todas as barras. Isso aconteceu devido a segunda parte do algoritmo proposto, em que há uma redistribuição de cargas a fim de elevar os níveis de tensão para dentro dos limites. Nesse caso, a corte de carga global antes e após a redistribuição das cargas não apresentou alteração. A Figura 33 mostra o cenário de carga pesada inicial, após o corte e a redistribuição das cargas, em que observa-se que, após o primeiro corte para reequilibrar geração e demanda, aconteceu um corte por tensão nas barras 9 e 10, e uma distribuição dessa potência de modo proporcional nas demais barras de carga.

**Figura 32 – Potência das cargas após ajustes de cargas nos cenários**



Fonte: Autoria Própria (2022)

**Figura 33 – Potência das cargas no cenário de carga pesada durante etapas do algoritmo**

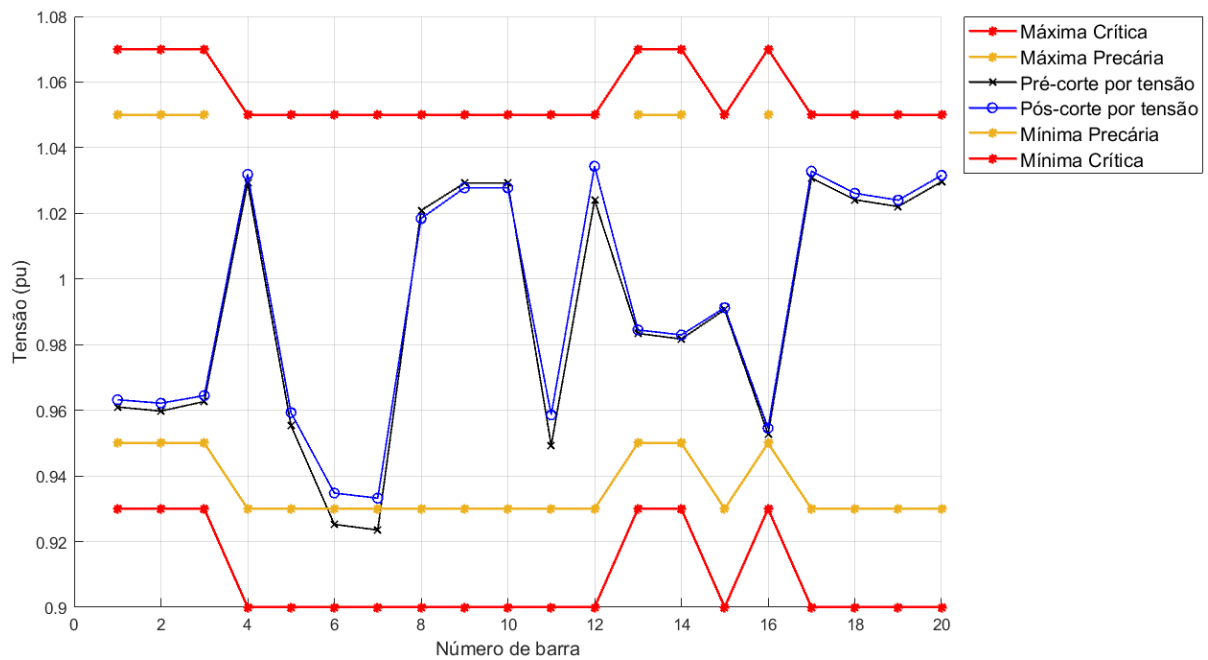


Fonte: Autoria Própria (2022)

Como observado anteriormente na geração, o cenário de carga leve traz uma particularidade no cenário de geração intermediária. Como apresentado na Tabela 7, há um consumo da barra de referência de 1,13 MW de potência, ou seja, a microrrede é capaz de operar ilhada

sem a necessidade de realizar corte de cargas. No entanto, uma segunda condição para a sua operação, é que as tensões não ultrapassem os limites mínimos e máximos estabelecidos. Desse modo, o algoritmo verificou a necessidade de realizar uma redistribuição das cargas a fim de aumentar o nível de tensão na barra que ocorreu violação. Porém, como não ocorreu nenhum corte de cargas antes, não foi possível redistribuir a potência de cargas retirada da barra, e então, houve a necessidade de realizar um corte por tensão. A Figura 34 ilustra a situação descrita, em que se constata a elevação de tensão nas barras 6 e 7, além das barras próximas.

**Figura 34 – Perfil de tensão na microrrede ilhada no cenário de geração intermediária e carga leve antes e depois do corte de cargas por tensão**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Já o perfil de tensão da microrrede nos três cenários de cargas são apresentados na Figura 35.

Como mostrado na Figura 35 e reforçado na avaliação realizada na Figura 34, conclui-se que o corte e a redistribuição de cargas foram eficientes para manter a tensão dentro dos limites nos três cenários avaliados. Mais uma vez, observa-se a semelhança do perfil de tensão dos três cenários de cargas, e que, mesmo com o gerador da barra 11 entregando o máximo de potência reativa, não foi suficiente para manter a tensão da barra em 1,03 pu.

Enfim, a frequência da microrrede para esses cenários são apresentadas na Tabela 13.

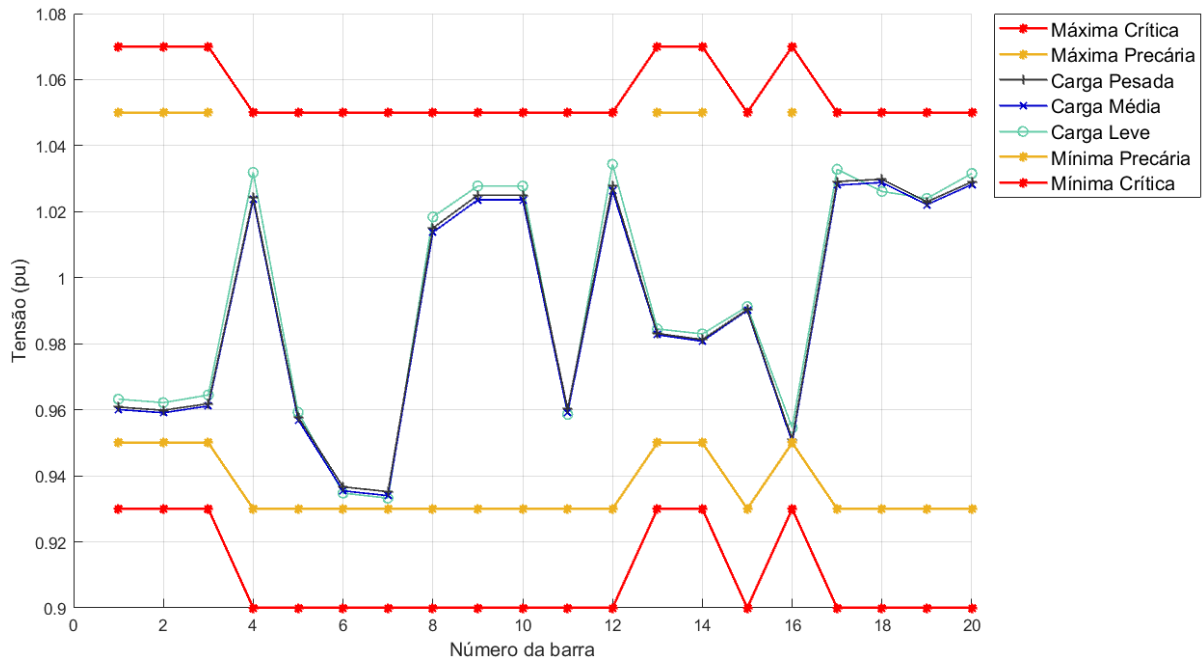
**Tabela 13 – Frequência da microrrede para os cenários de geração intermediária**

Cenário de Carga	Leve	Média	Pesada
Frequência (Hz)	59,7293	59,7139	59,7167

**Fonte: Autoria Própria (2022)**



**Figura 35 – Perfil de tensão na microrrede ilhada no cenário de geração intermediária**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Como o objetivo do algoritmo proposto é avaliar o maior cenário de carga possível para propiciar uma operação ilhada, a frequência da microrrede é menor que os limites de regime permanente. Sendo assim, o controle secundário do gerador deverá atuar para retornar aos limites de operação permissível.

Em suma, quando não há necessidade de cortar cargas para prover o equilíbrio da microrrede e há barras abaixo dos limites de tensão, o algoritmo realiza um corte de carga pela tensão nas barras de carga a jusante da barra violadora. Caso já tenha sido realizado uma etapa de corte de cargas e tenha margens para redistribuir as potências, essa etapa é realizada. Desse modo, avalia-se que o algoritmo foi capaz de manter as tensões dentro dos limites estabelecidos e sem realizar nenhum corte adicional de carga na microrrede, apenas beneficiando-se da estratégia de redistribuir as cargas.

#### 4.3.1.3 Cenários de carga com geração alta

Os últimos cenários avaliados com o geradores de *droop* nas barras 13 e 15, são os casos de carga com geração alta. A Tabela 14 mostra a potência gerada em cada um desses cenários.

Nesse caso, percebe-se que nenhuma das potência dos geradores de *droop* estão próximas da máxima de cada um deles (18 MW e 19 MW para os geradores 13 e 15, respectivamente). Para os cenários de carga média e pesada, isso ocorre devido a terceira parte da proposta do algoritmo, em que, quando não é possível alcançar uma redistribuição das potências para que as tensões permaneçam dentro dos limites estabelecidos, realiza-se um novo corte de carga, pelo nível de tensão. Essas análises serão realizadas em seguida. Já para a carga leve, essa diferença é

**Tabela 14 – Potência gerada nos cenários de geração alta**

<b>Barra</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>20</b>
<b>Cenário de Carga Leve</b>					
<b>P (MW)</b>	4,50	12,92	13,64	2,90	1,20
<b>Q (MVar)</b>	1,60	3,05	1,69	0,00	0,00
<b>Cenário de Carga Média</b>					
<b>P (MW)</b>	4,50	16,09	16,98	2,90	1,20
<b>Q (MVar)</b>	1,60	4,53	2,66	0,00	0,00
<b>Cenário de Carga Pesada</b>					
<b>P (MW)</b>	4,50	16,09	16,98	2,90	1,20
<b>Q (MVar)</b>	1,60	4,54	2,66	0,00	0,00

**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

devida a desnecessidade de realizar um corte de cargas na microrrede, pois, como apresentado na Tabela 7, a potência disponível de geração na ilha é suficiente para suprir a demanda. Isso pode ser comprovado na Tabela 15 e na Figura 36, em que não houve corte de cargas nesse cenário.

**Tabela 15 – Cortes de cargas para os cenários de geração alta**

<b>Barra</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>Total</b>
<b>Cenário de Carga Leve</b>									
<b>Corte (%)</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Cenário de Carga Média</b>									
<b>Corte (%)</b>	0,0	44,7	44,7	0,0	66,0	66,0	0,0	0,0	19,2
<b>Cenário de Carga Pesada</b>									
<b>Corte (%)</b>	13,8	53,5	53,5	8,7	72,0	72,0	13,8	13,8	30,8

**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

As frequências elétrica da microrrede em geração alta são apresentadas na Tabela 16. Percebe-se que há uma diferença entre a carga leve e as cargas média e pesada, devido a não realização do corte de cargas no primeiro caso.

**Tabela 16 – Frequência da microrrede para os cenários de geração alta**

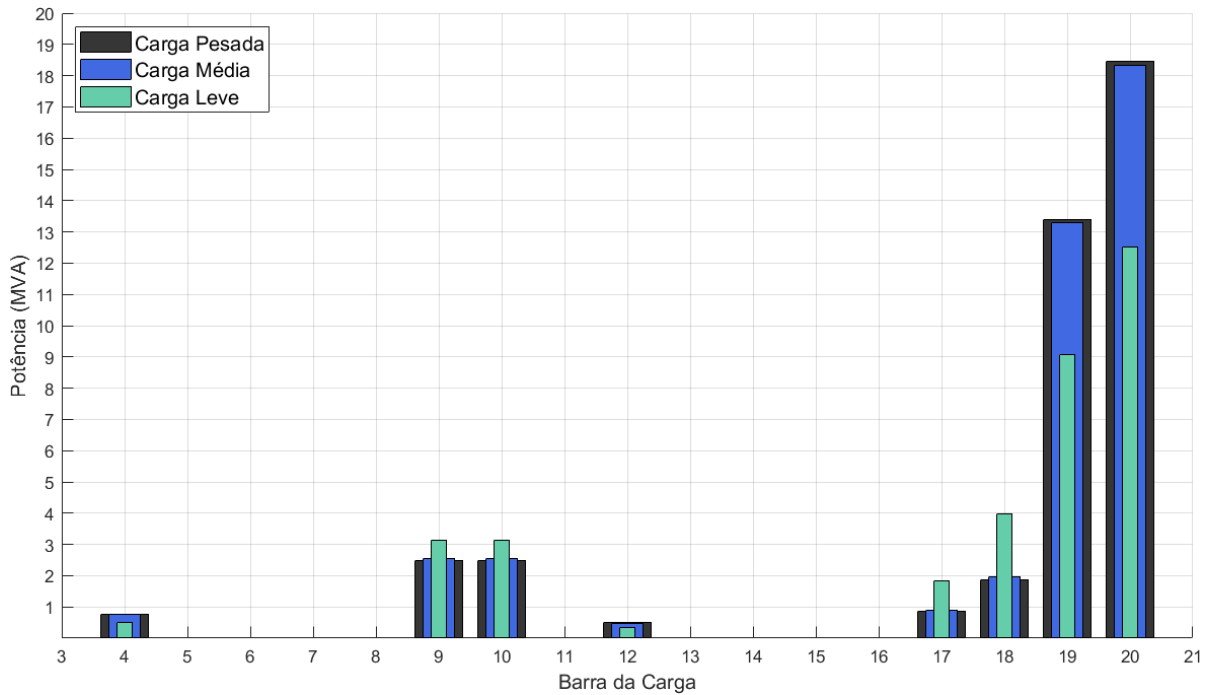
<b>Cenário de Carga</b>	<b>Leve</b>	<b>Média</b>	<b>Pesada</b>
<b>Frequência (Hz)</b>	59,7416	59,6783	59,6783

**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

Enfim, a Figura 37 ilustra o perfil de tensão nos diferentes cenários de carga com geração alta, em que observa-se a tensão de todas as barras dentro dos limites estabelecidos.

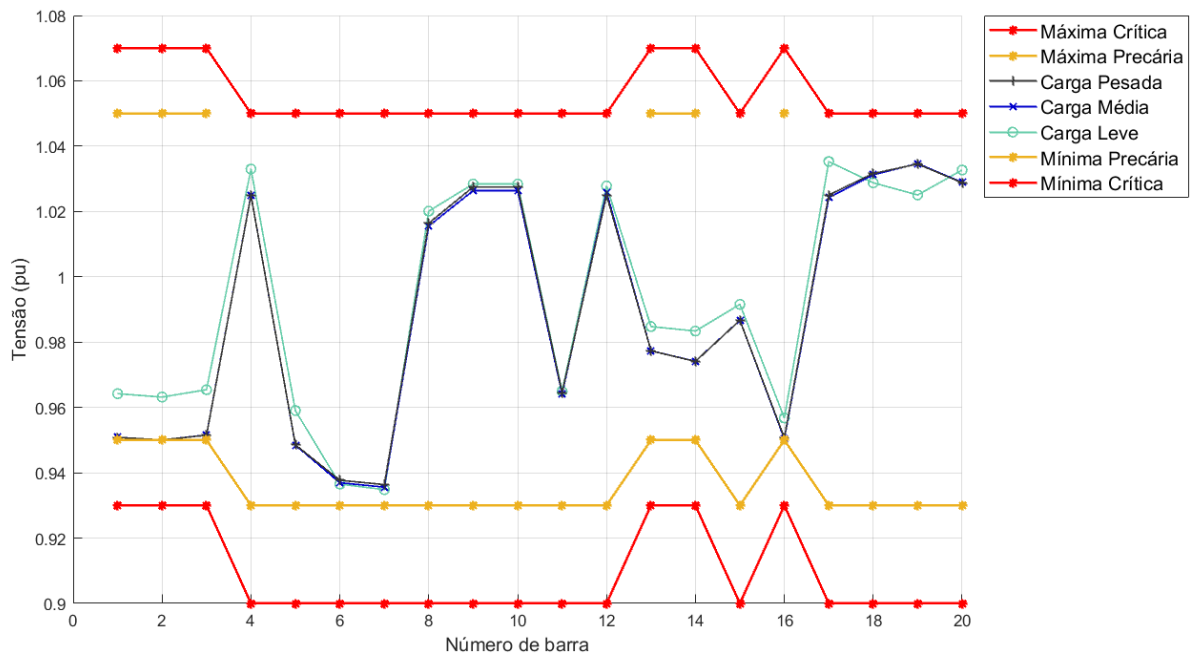
No cenário de geração alta e cargas intermediária e pesada, foi necessário realizar um corte de cargas devido aos baixos níveis de tensão. Esta é a terceira etapa do algoritmo de ajustes de cargas proposto.

**Figura 36 – Potência das cargas após ajustes de cargas nos cenários**



Fonte: Autoria Própria (2022)

**Figura 37 – Perfil de tensão na microrrede ilhada no cenário de geração alta**

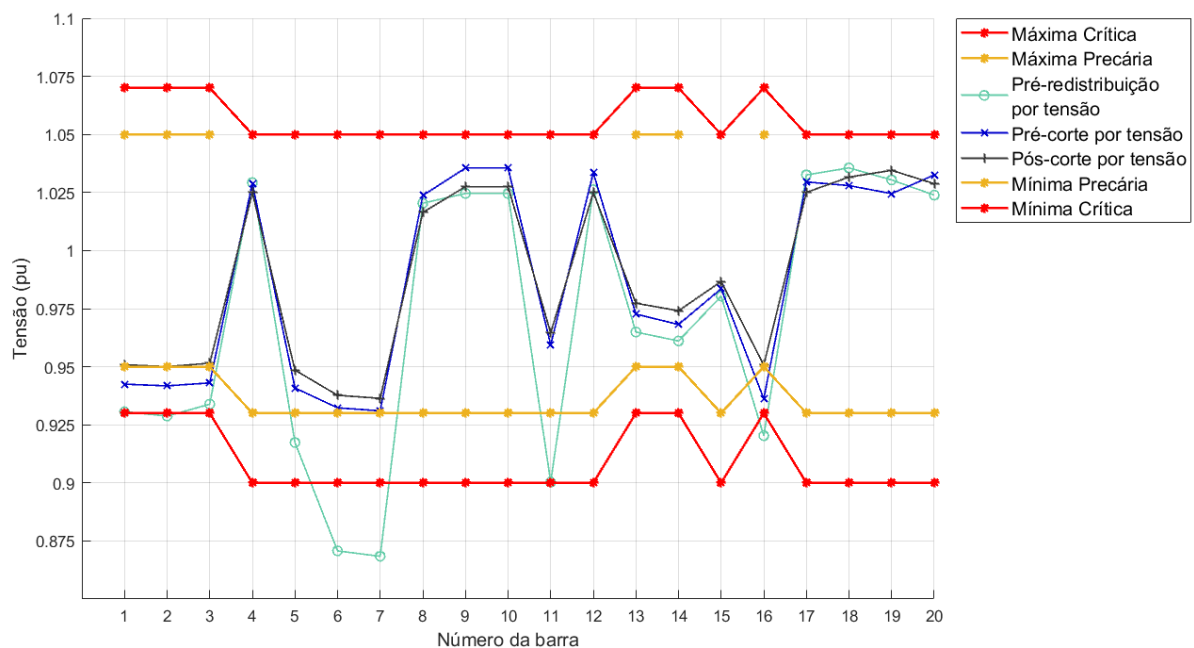


Fonte: Autoria Própria (2022)

Um exemplo da atuação do algoritmo proposto nos níveis de tensão da microrrede é apresentada na Figura 38. A curva denominada como "Pré-redistribuição por tensão" é referente ao perfil de tensão na microrrede após o primeiro corte de cargas, em que o equilíbrio do ilhamento é encontrado. Observa-se que a menor tensão é de aproximadamente 0,86 pu, inferior

ao limite crítico da barra. Em seguida, inicia-se a abordagem de redistribuir as cargas a partir do nível de tensão, resultando no perfil "Pré-corte por tensão". Percebe-se que houve uma melhora significativa com essa estratégia, onde o menor valor obtido é próximo de 0,94 pu. No entanto, ainda abaixo do limite mínimo precário para a barra. Desse modo, após 20 tentativas de redistribuir as cargas, o algoritmo detectou que não ocorreu mudanças significativas no nível de tensão na barra de menor tensão, entre iterações subsequentes da redistribuição, habilitando assim, a segunda estratégia de corte de cargas. Durante esse terceira etapa é possível que o algoritmo retorne para a etapa anterior, em uma nova tentativa de redistribuir as cargas, e ainda, realiza novos cortes por tensão. Finalmente, após corte e redistribuição de cargas pelo nível de tensão, os valores obtidos permanecem acima dos limites estabelecidos.

**Figura 38 – Perfil de tensão na microrrede ilhada no cenário de geração alta e carga pesada nas etapas do algoritmo**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Vale destacar que, nos cenários de carga média e pesada, a microrrede obteve equilíbrio entre carga e geração com um corte de 12,7% e 25,2% da potência total, respectivamente, estimulando que os dois geradores de *droop* operassem em, aproximadamente, 99,5% da capacidade máxima. No entanto, devido a metodologia de elevar a tensão para valores melhores que os limites precários, esse corte passou a ser de 19,2% e 30,8% para os cenários de carga média e pesada, respectivamente.

#### 4.3.2 Alternativas de operação para os geradores da barra 13 e 15

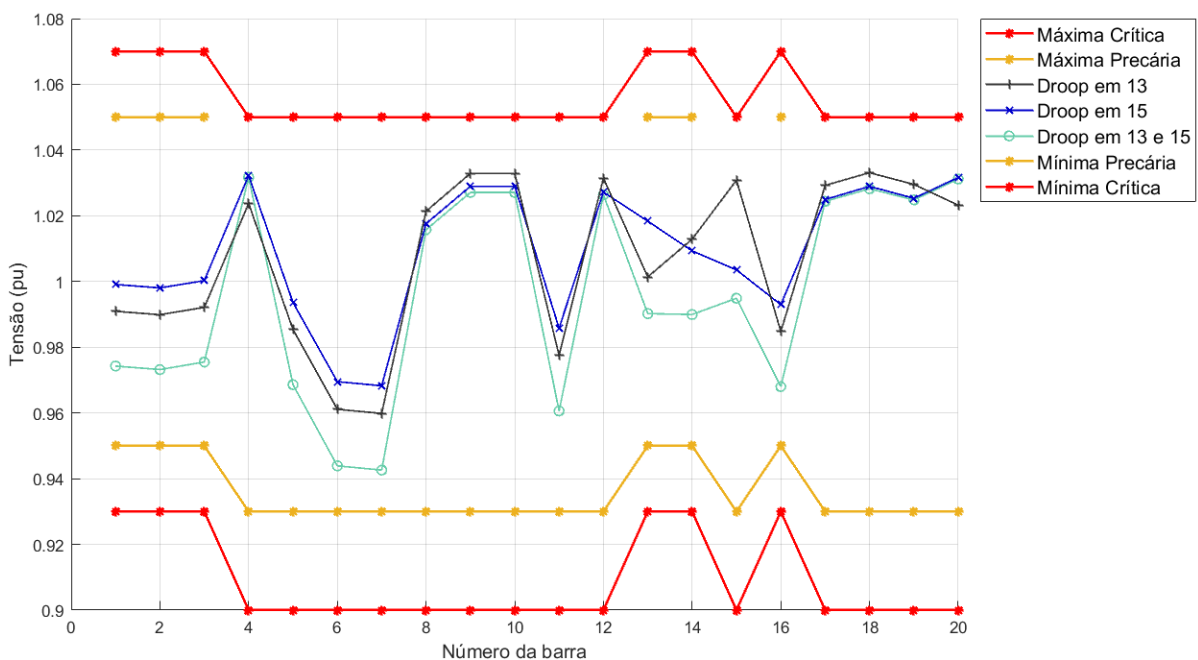
A fim de complementar as análises, alternou-se os modelos dos geradores 13 e 15 entre modelo PV e de *droop*. Sendo assim, realizou-se três simulações: geradores 13 e 15 em *droop*

(conforme apresentado na seção 4.3.1); gerador 15 em *droop* e 13 em PV; gerador 13 em *droop* e 15 em PV. Diferente da seção anterior, as simulações foram desenvolvidas apenas nos cenários extremos de geração e carga.

O objetivo dessas análises estáticas são verificar a influência dos modelos no perfil de tensão e na carga da microrrede. É importante destacar que, a avaliação do funcionamento ilhado seguro nos dois casos com modelos PV depende de uma análise dinâmica, com a finalidade de avaliar se apenas um gerador de *droop* é capaz de assegurar a estabilidade dinâmica da microrrede.

O primeiro estudo desse novo cenário foi realizado considerando geração baixa na microrrede. A Figura 39 apresenta o perfil de tensão para em situação de cargas leve. Observa-se a elevação nos níveis de tensão alterando o modelo dos geradores. Quando os dois geradores são modelado em *droop* obtém-se um perfil de tensão inferior a 0,975 pu na barra 1, enquanto nos outros dois cenário a tensão se aproxima de 1,00 pu na mesma barra. Essa elevação no perfil se deve ao aumento de tensão na barra geradora causada pelo modelo PV, como pode ser observado na barra 13 na curva "*Droop em 15*" e na barra 15 quando o gerador 13 é modelado em *droop*. No entanto, o reativo gerado no gerador da barra 13, quando este está em modelo PV, não é suficiente para obter o nível de tensão desejado de 1,03 pu. Outra constatação foi que, como houve um aumento de geração reativa para melhorar o perfil de tensão nos dois casos, o único gerador de *droop* precisou equilibrar a energia reativa da microrrede e passou a operar consumindo reativo, ou seja, subexcitado. Nos cenários anteriores todos os geradores operavam fornecendo reativo ao sistema.

**Figura 39 – Perfil de tensão na microrrede ilhada no cenário de geração baixa e carga leve nos modelos de geradores**

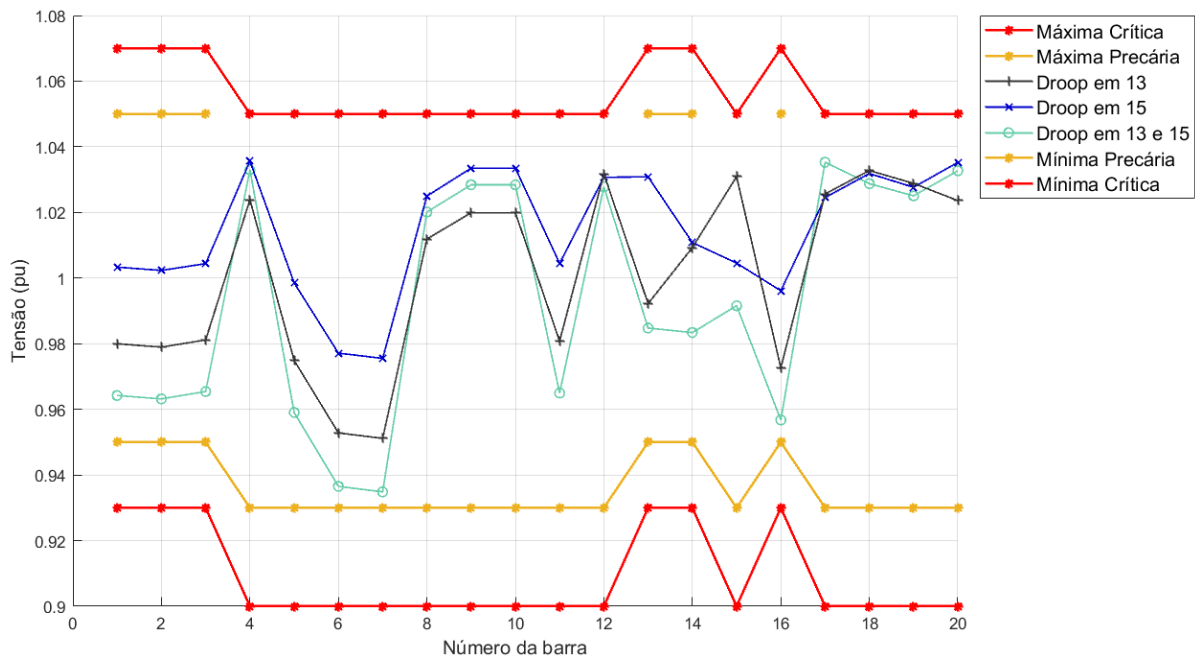


Fonte: Autoria Própria (2022)

No cenário de carga pesada e geração baixa, o perfil de tensão é semelhante ao apresentado na Figura 39. Desse modo, do ponto de vista estático, a operação com apenas um gerador de *droop* colabora com a elevação do perfil de tensão na microrrede, podendo ser uma boa opção para o funcionamento ilhado, visto que, os três casos conseguem atender aproximadamente a mesma demanda de cargas, uma vez que, a diferença de corte de cargas nos casos foram inferiores a 0,1% do corte apresentado na Tabela 9.

Para o casos de alta geração e carga leve, não se obteve nenhum corte de cargas nas três combinações de modelos de geradores estudados. No entanto, como a geração é consideravelmente maior que as cargas, houve a preocupação se a alternância para o modelo PV pudesse provocar um aumento prejudicial nos níveis de tensão. A Figura 40 mostra o perfil de tensão desse cenário.

**Figura 40 – Perfil de tensão na microrrede ilhada no cenário de geração alta e carga leve nos modelos de geradores**



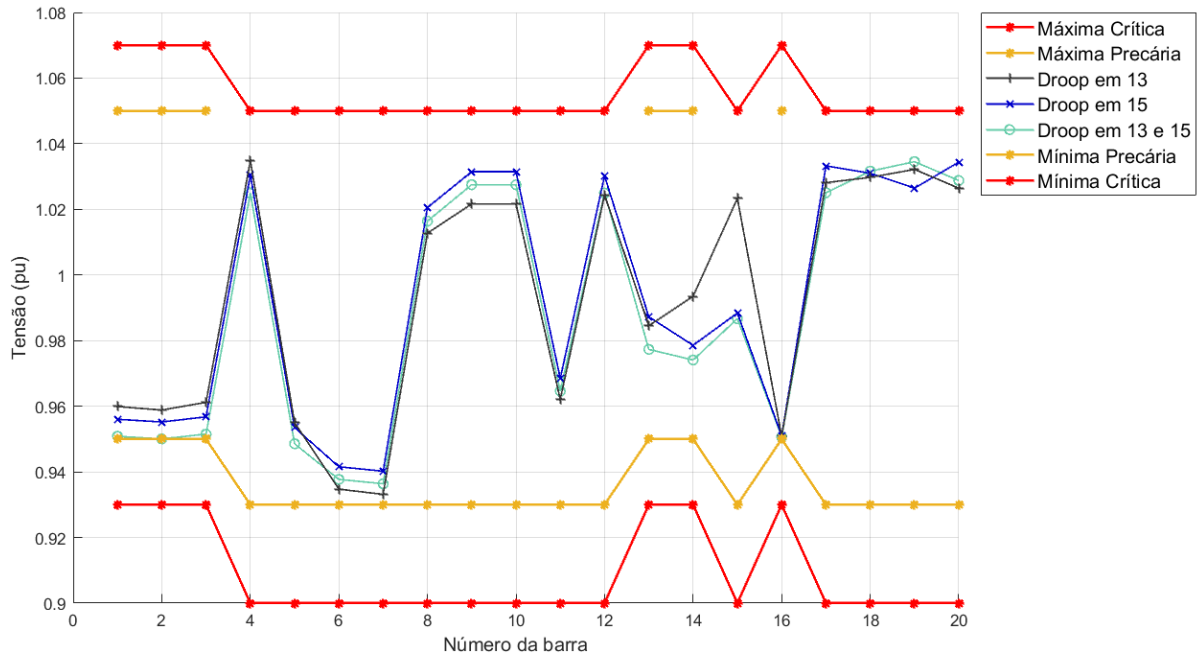
**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Através do perfil de tensão da Figura 40 pode-se observar que, mesmo nesse cenário crítico, ele se manteve dentro dos limites aceitáveis, com a maior tensão em 1,035 pu. Isso mostra a capacidade de regulação de tensão da rede, contando com a boa atuação do reguladores de tensão e trafos com OLTC. Analisando a geração, apenas no caso "*droop* em 15" houve a necessidade do gerador atuar consumindo reativo para prover o equilíbrio da microrrede.

Enfim, ainda com a geração no patamar alto e alterando para carga pesada obteve o perfil ilustrado na Figura 41

A mudança no perfil de tensão nos três casos não é significativa, exceto na barra 15 quando este gerador atua como PV. No entanto, essa pequena mudança no perfil trouxe um benefício na quantidade de cargas atendida na microrrede. A Tabela 17 apresenta o percentual de

**Figura 41 – Perfil de tensão na microrrede ilhada no cenário de geração baixa e carga pesada nos modelos de geradores**



Fonte: Autoria Própria (2022)

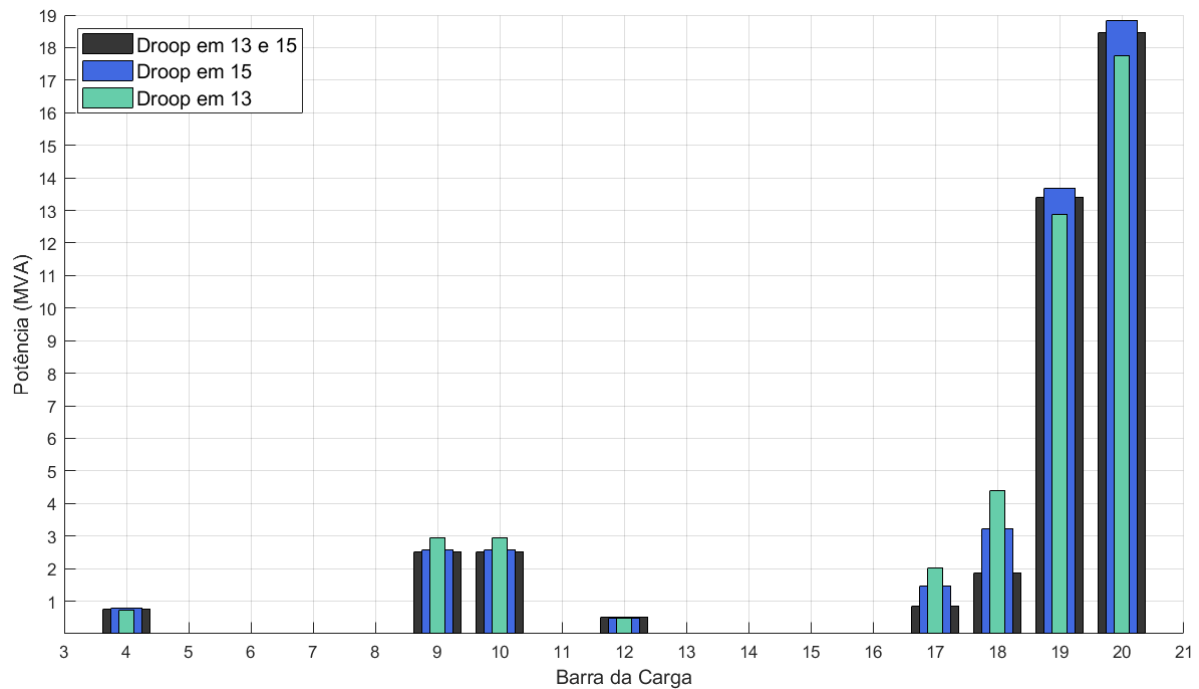
corde em cada barra e global, enquanto a Figura 42 ilustra a carga resultante da microrrede após os ajustes de cargas.

**Tabela 17 – Cortes de cargas para os cenários de geração alta**

Barra	4	9	10	12	17	18	19	20	Total
<b><i>Droop em 13 e 15</i></b>									
Corte (%)	13,8	53,5	53,5	8,7	72,4	72,4	13,8	13,8	30,8
<b><i>Droop em 15</i></b>									
Corte (%)	12,0	52,3	52,3	12,0	52,6	52,6	12,0	12,0	26,2
<b><i>Droop em 13</i></b>									
Corte (%)	17,1	45,0	45,0	17,1	35,5	35,5	17,1	17,1	25,3

Fonte: Autoria Própria (2022)

Nota-se na Tabela 17 que o corte de cargas diminuiu consideravelmente com a atuação dos modelos PV nos geradores 13 e 15. Isso ocorreu devido a elevação do perfil de tensão da microrrede, e, conseqüentemente, a diminuição de corte de cargas por tensão. Enquanto houve seis cortes por tensão no caso em que os dois geradores atuavam como *droop*, houve dois e nenhum corte nos casos de *droop* em 15 e 13, respectivamente. No último caso, por exemplo, o algoritmo foi capaz de obter uma distribuição de cargas que elevasse o nível de tensão sem a necessidade de cortar cargas. A pequena diferença de 0,9% de corte entres os dois últimos casos se deve ao fato de uma maior geração de reativo na microrrede quando o gerador 13 atua em *droop*, 10,39 MVar contra 9,82 MVar para *droop* em 15.

**Figura 42 – Potência das cargas após ajustes de cargas nos casos estudados**

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Enfim, na Tabela 18 é apresentado a frequência elétrica da microrrede em cada um dos três casos. Como esperado, com a redução do corte de cargas houve uma queda na frequência. E ainda, há uma diferença da frequência entre o dois geradores atuando separadamente no modo estatismo, devido ao corte de cargas e ao coeficiente de *droop* utilizado serem diferentes nos dois caso.

**Tabela 18 – Frequência da microrrede para os cenários de geração alta**

Gerador em <i>droop</i>	13 e 15	15	13
Frequência (Hz)	59,6783	59,6607	59,6496

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Em vista disso, é claro o benefício da atuação de um gerador de maior capacidade atuando como PV, com o propósito de elevar os níveis de tensão da microrrede e até reduzir o corte de cargas. No entanto, destaca-se que essa conclusão é baseada apenas na análise estática, sendo indispensável a realização de simulações dinâmicas para compreender a estabilidade do sistema e se apenas um gerador no modo estatismo é capaz de tornar a operação da microrrede ilhada segura.

#### 4.4 Considerações finais dos resultados obtidos

Com as avaliações dos resultados obtidos ao longo desta Seção, observa-se algumas características importante da metodologia de análises estática de microrredes ilhadas implemen-



tada.

De início, a adaptação do OpenDSS para o cálculo de fluxo de potência em microrredes ilhadas controladas por *droop* via interface COM, oferece excelentes vantagens para essas análises, visto que o *software* é uma ferramenta consolidada em análises de sistemas elétricos. Ainda mais, o OpenDSS possui elementos de simulação muito favorável para análises de sistemas com recursos energéticos distribuídos, como por exemplo, os elementos de armazenamento de energia e geradores intermitentes, como a geração eólica e solar.

Quanto a metodologia de ajustes de cargas implementada, foi realizada a divisão em três etapas. A primeira delas, trata-se do corte de carga para prover o equilíbrio entre geração e demanda. Foi observado que, após a realização da redução da carga na microrredes, os geradores de *droop* atuavam próximos a 100% de sua capacidade. Isso mostra a característica do algoritmo atender a maior demanda possível. No entanto, ressalta-se que, há uma margem pequena para atuação do controle de frequência. Por isso, essa margem pode ser definida pelo usuário através da variável  $PG_{margem}$ . Dado que esse trabalho buscou compreender qual seria a maior demanda possível para ser atendida na microrrede, trabalhou-se com essa margem reduzida.

Por sua vez, a segunda etapa teve como objetivo distribuir as cargas entre as barras a fim de elevar a tensão da microrrede. Um ganho dessa fase é reduzir, e até dispensar em alguns casos, o corte de cargas por tensão. Caso essa estratégia não fosse adotada, a demanda a ser atendida na microrrede seria inferior a que ela é capaz de suprir. Enfim, em casos que a redistribuição não foi suficiente para elevar a tensão, a terceira etapa atua para reduzir as cargas a jusante da barra que possui tensão inferior ao limite precário.

Nas Tabelas 19, 20 e 21 são apresentados um resumo dos cenários avaliados ao longo deste trabalho.

**Tabela 19 – Frequência da microrrede nos cenários avaliados**

<b>Cenário de Carga</b>	<b>Leve</b>	<b>Média</b>	<b>Pesada</b>
<b>Cenário de Geração Baixa</b>			
<b>Frequência (Hz)</b>	59,7856	59,7883	59,7857
<b>Cenário de Geração Intermediária</b>			
<b>Frequência (Hz)</b>	59,7293	59,7139	59,7167
<b>Cenário de Geração Alta</b>			
<b>Frequência (Hz)</b>	59,7416	59,6783	59,6783

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Finalmente, a operação ilhada com apenas um gerador em *droop* resulta em benefícios importantes, como por exemplo maior nível de tensão e maior potência de carga atendida. No entanto, considera-se imprescindível a realização de estudos dinâmicos para assegurar a estabilidade da operação ilhada.

Destaca-se, que toda a metodologia proposta foi testada em uma rede de distribuição real com diversos níveis de tensão, geradores de diferentes capacidade, demanda distintas entre subestações e diversos dispositivos de regulação de tensão. Desse modo, valida-se o algoritmo

Tabela 20 – Tensão da microrrede nos cenários avaliados

Cenário de Carga	Leve	Média	Pesada
<b>Cenário de Geração Baixa</b>			
Tensão Mínima (pu)	0,9426	0,9441	0,9427
Tensão Máxima (pu)	1,0317	1,0366	1,0349
<b>Cenário de Geração Intermediária</b>			
Tensão Mínima (pu)	0,9332	0,9340	0,9352
Tensão Máxima (pu)	1,0344	1,0288	1,0298
<b>Cenário de Geração Alta</b>			
Tensão Mínima (pu)	0,9348	0,9356	0,9364
Tensão Máxima (pu)	1,0353	1,0347	1,0345

Fonte: Aatoria Própria (2022)

Tabela 21 – Corte de cargas na microrrede nos cenários avaliados

Cenário de Carga	Leve	Média	Pesada
<b>Cenário de Geração Baixa</b>			
Corte (%)	22,5	47,6	54,6
<b>Cenário de Geração Intermediária</b>			
Corte (%)	1,4	29,6	40,2
<b>Cenário de Geração Alta</b>			
Corte (%)	0,0	19,2	30,8

Fonte: Aatoria Própria (2022)

proposto para serem utilizados pelas concessionárias em estudos de potenciais investimentos de operação ilhada de parte de suas redes de distribuição de alta e média tensão, como aconteceu na proposta da COPEL (2020).

## 5 CONCLUSÃO

Levando em consideração o crescimento dos Recursos Energéticos Distribuídos, impulsionado pelo aumento de geração distribuída no Brasil e pela entrada de dispositivos armazenadores de energia, além do objetivo das concessionárias de melhorar cada vez mais a qualidade dos serviços prestados, as microrredes tendem a ganhar força no país.

Nesse sentido, como apresentado no decorrer deste trabalho, diversos estudos já vêm sendo realizados para colaborar com a expansão e segurança operacional das microrredes. Desse modo, este trabalho visa contribuir com o tema, estudando redes de distribuição com geração distribuída que possuem capacidade técnica de operação no modo ilhado. Para isso, devido à carência de ferramentas computacionais que realizam simulações de microrredes ilhadas, o objetivo foi trabalhar com o *software* OpenDSS em conjunto com o MATLAB, por meio de uma interface de comunicação entre eles. Sendo assim, a modelagem e o cálculo de fluxo de potência é realizada dentro do *software* de cálculos elétricos, enquanto a atualização das variáveis de *droop* no MATLAB.

Além disso, foi proposto uma metodologia de implementação do corte de cargas para o aproveitamento da máxima geração disponível. Essa aplicação, foi obtida com sucesso nos diversos cenários de carga e geração estudado, em que o geradores de *droop* atuavam próximo de suas capacidades máximas, para os respectivos cenários. Importante destacar também outras características desse algoritmo que o tornam conveniente como, por exemplo, a relativa transparência e maior facilidade de compreensão, por não depender de alguma técnica de otimização.

O algoritmo busca evitar a realização do corte de cargas devido as violações dos limites aceitáveis de tensão da microrrede. A proposta da segunda etapa foi realizar uma distribuição das cargas do ilhamento, removendo cargas das barras a jusante daquelas com violações de tensão e incorporando nas demais cargas da microrrede. Essa proposta se mostrou eficaz nos cenários estudados, pois manteve-se o mesmo corte de cargas global antes e após essa redistribuição. Somente caso esse método não fosse suficiente para aumentar a tensão, é que o algoritmo realizaria o corte de cargas por tensão. No entanto, mesmo nos casos em que as redistribuições das cargas não foram eficientes para elevar os níveis de tensão, essa metodologia auxiliou para reduzir o corte de cargas, visto que, após essa redistribuição, os patamares de tensão se elevaram.

Por fim, este trabalho estudou outra forma de aumentar o nível de tensão do ilhamento, que se trata da mudança do modelo de um dos geradores de *droop* para PV. Essa medida resultou na melhoria no nível de tensão em todos os cenários estudados, e ainda, obteve uma redução do corte de cargas, quando comparado com a atuação de dois geradores de *droop*, devido a redução e até a eliminação da necessidade de cortar cargas pela tensão.

Essa metodologia de análises estáticas foi validada em um rede de distribuição real com quantidade considerável de geração, localizada no sudeste do Brasil. Isso mostra indiretamente

que essas análises servem como estudos para as distribuidoras identificarem potencial de investimento em microrredes. No caso específico estudado, avalia-se que essa rede de distribuição pode possuir capacidade de operação ilhada, do ponto de vista estático. Ressalta-se que, é importante a realização de simulações horárias e de estudos dinâmicos para garantir tal perspectiva.

No que se refere a ferramenta de análise estática em microrredes ilhadas controladas por geradores no modo estatismo, enfatiza-se que ela contribui para diminuir o esforço na análise de cenários no estudo dinâmico, visto que já possui uma topologia prévia de carga e geração a partir dessa análise. No entanto, essa ferramenta pode ser aprimorada, como a inclusão da matriz de sensibilidade para realizar a redistribuição das cargas e a incorporação de métodos de corte por subfrequência. Destaca-se ainda, que esta proposta é parte de uma análise que compreende também estudos dinâmicos.

Dessa forma, este trabalho contribui para o desenvolvimento dos estudos de microrrede ilhadas com a proposta de incorporação de um *software* utilizado em sistemas elétricos, com ampla capacidade de modelagem dos equipamentos e com a metodologia de corte e redistribuição das cargas, a fim de obter o maior aproveitamento dos geradores possível e elevar o nível de tensão.

Finalmente, este trabalho fornece uma ampla margem para o desenvolvimento e continuação dos estudos. A seguir, serão listados algumas das proposta de desenvolvimento.

- Verificar formas de implementar a matriz de sensibilidade ou a técnica do Vetor Tangente para distribuir as cargas entre as barras, a fim de elevar a tensão;
- Aprimorar ferramenta de análise estática utilizada, fornecendo meios de implementar corte de cargas por subfrequência;
- Incorporar técnicas de otimização para a realização do corte de carga;
- Efetuar estudos a fim de indicar análises estabelecendo margens de segurança operacional para os limites de geração ativa, reativa e de tensão;
- Realizar estudos estáticos com discretização horária dos cenários de carga e geração, com a possibilidade de incorporar dados de geração intermitente, como a fotovoltaica e eólica;
- Implementar a análise dinâmica, avaliando a mudança do cenário conectado para o ilhado, bem como entre variações de carga e geração;
- Incorporar técnicas de controle secundário, como o controle deslizante de *droop* a fim de corrigir a frequência da microrrede;
- Realizar análises de sequências de restabelecimento (*black start*) de microrredes ilhadas;
- Desenvolver estudos sobre os ajustes da proteção para a atuação ilhada;

## REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, M. M. A. et al. A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 190–201, 2013.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: A definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 194–204, 2001.
- ALLAM, M. A.; HAMAD, A. A.; KAZERANI, M. A generic modeling and Power-Flow analysis approach for isochronous and Droop-Controlled microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 33, n. 5, p. 5657–5670, 2018.
- ALLAM, M. A.; HAMAD, A. A.; KAZERANI, M. A Sequence-Component-Based Power-Flow Analysis for Unbalanced Droop-Controlled Hybrid AC/DC Microgrids. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 10, n. 3, p. 1248–1261, 2019.
- ANEEL. **Resolução Normativa da ANEEL 482/2012**. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 22 de maio 2022.
- ANEEL. **Nota Técnica N°0057/2014-SRD/ANEEL**. 2014. Disponível em: <https://fdocumentos.tips/document/nota-tecnica-n-00572014-srdaneel-processos-48500-em-11-de-junho-de.html?page=1>. Acesso em: 05 de jul. 2022.
- ANEEL. **Micro e minigeração distribuída sistema de compensação de energia elétrica**. 2016. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/Caderno-tematico-Micro-e-Minigeracao-Distribuida-2-edicao.pdf>. Acesso em: 22 de jul. 2021.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1 – Introdução**. 2018. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1\\_Revis%C3%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revis%C3%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13).
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2018. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9). Acesso em: 06 de ago. 2021.
- ANEEL. **Geração distribuída**. 2021. Disponível em: [https://bit.ly/DadosGD\\_ANEEL](https://bit.ly/DadosGD_ANEEL). Acesso em: 22 de jul. 2021.
- ANEEL. **Micro-rede**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/DefinicaoMicrorredeANEEL>. Acesso em: 16 de ago. 2021.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 0033/2022-SRD/ANEEL**. 2022. Disponível em: [https://bit.ly/TCC-Pianovski\\_NT33ANEEL2022](https://bit.ly/TCC-Pianovski_NT33ANEEL2022). Acesso em: 30 de maio 2022.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Power Engineering Review**, IEEE, v. 9, n. 4, p. 101–102, 1989.

- CAÑIZARES, C. A. et al. Trends in Microgrid Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.
- CEPEL. Manual do usuário. **Departamento de Redes Elétricas**, v. 11.02.00, 2019.
- COLMENAR-SANTOS, A. et al. Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of dg units embedded in the new distribution networks. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 59, p. 1130–1148, 2016.
- COPEL. **Chamada Pública COPEL DIS GD 001/2020**. 2020. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/wp-content/uploads/2020/11/Edital-Chamada-Publica-DIS-GD001-2020site.pdf>.
- COPEL. **Copel investe R\$ 34,6 milhões em projetos inovadores de armazenamento de energia**. 2021. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/copel-investe-r-346-milhoes-em-projetos-inovadores-de-armazenamento-de-energia/>.
- DEPUTADOS, C. dos. **DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004**. 2004. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5163-30-julho-2004-533148-normaatualizada-pe.pdf>. Acesso em: 06 de junho 2022.
- DIAZ, G.; GOMEZ-ALEIXANDRE, J.; COTO, J. Direct Backward/Forward Sweep Algorithm for Solving Load Power Flows in AC Droop-Regulated Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 5, p. 2208–2217, 2016.
- DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **Electric Power Research Institute**, v. 9, 2020.
- EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Micro e Minigeração Distribuída Baterias**. 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno\\_MMGD\\_Baterias\\_rev2022.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_rev2022.pdf). Acesso em: 30 de maio 2022.
- EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2031**. 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031\\_RevisaoPosCP\\_rvFinal.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf). Acesso em: 30 de maio 2022.
- FELBER, L. A. **Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá, Dissertação de Mestrado, 2010.
- FRANÇA, B. et al. Sliding Droop Control For Distributed Generation In Microgrids. **Eletrônica de Potência**, v. 22, n. 4, p. 429–439, 2017.
- GUERRERO, J. M. et al. **Advanced control architectures for intelligent microgridspart i: Decentralized and hierarchical control**. 2013. 1–18 p.
- GURSKI, E. **Estudo do desempenho de microrredes ilhadas baseado em análises de segurança estática e dinâmica em sistemas elétricos de potência**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2020.
- GURSKI, E.; HASHIZUME, Y. Y.; BENEDITO, R. A. d. S. Day-ahead Power Flow for Isochronous and Droop-Controlled Islanded Microgrids Considering Generators Operational Constraints. In: IEEE. **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)**. Gramado-RS, 2019. p. 1–6.

HAMEED, F.; HOSANI, M. A.; ZEINELDIN, H. H. A Modified Backward/Forward Sweep Load Flow Method for Islanded Radial Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 1, p. 910–918, 2019.

HOOSHYAR, A.; IRAVANI, R. Microgrid Protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1332–1353, 2017.

IEEE. **IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems - IEEE Std 1547.4-2011**. New York: [s.n.], 2011.

IEEE. **IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers**. New York: [s.n.], 2018.

KUMAR, A. et al. Nested backward/forward sweep algorithm for power flow analysis of droop regulated islanded microgrids. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 13, n. 14, p. 3086–3095, 2019.

KUMAR, A. et al. A Nested-Iterative Newton-Raphson based Power Flow Formulation for Droop-based Islanded Microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 180, p. 106131, 2020.

LIMA, R. L. **Metodologias para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2018.

MAHMOUD, M. S.; HUSSAIN, S. A.; ABIDO, M. A. Modeling and control of microgrid: An overview. **Journal of the Franklin Institute**, v. 351, n. 5, p. 2822–2859, 2014.

MENDONÇA, L. P. **Proposta de sistema de automação para ilhamento intencional de redes de distribuição com geração distribuída**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

MUMTAZ, F. et al. A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson with Droop Control of DG. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 2, p. 493–503, 2016.

NASCIMENTO, B. N. **Uma proposta de metodologia de corte de carga em microredes ilhadas**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá, 2016.

NASSAR, M. E.; SALAMA, M. M. A novel branch-based power flow algorithm for islanded AC microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 146, p. 51–62, 2017.

NAZARI, A. A. et al. A decoupled extended power flow analysis based on Newton-Raphson method for islanded microgrids. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 117, p. 105705, 2020.

ONS. **Submódulo 9.7: Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica**. 2020. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 05 de jul. 2022.

PARHIZI, S. et al. State of the art in research on microgrids: A review. **IEEE Access**, v. 3, p. 890–925, 2015.

RENO, M. J. **Quasi-Static Time Series (QSTS) Simulations for Distribution System Analysis: Panel Session**. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1431692>.

ROESLER, P. H. **Modelagem matemática aplicada para o corte de carga em uma microrrede ilhada considerando indicadores de qualidade de serviço**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2021.

SILVA, G. Pianovski da; MACIEL, R. S. Análise de métodos de fluxo de potência para microrredes ilhadas com operação baseada em curvas de droop utilizando MATLAB e OpenDSS. **XXVI Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica da UTFPR**, UTFPR, 2021. Disponível em: <https://eventos.utfpr.edu.br/sicite/sicite2021/paper/view/8708>.

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

TARANTO, G. N.; ASSIS, T. M. Intentional Islanding of Distribution Network Operation with Mini Hydrogeneration. In: **Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids: Second Edition**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 331–348.

TENG, J. H. A direct approach for distribution system load flow solutions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 3, p. 882–887, 2003.

YADAV, A.; SRIVASTAVA, L. Optimal placement of distributed generation: An overview and key issues. In: **2014 International Conference on Power Signals Control and Computations, EPSCICON 2014**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.



## **APÊNDICE A**

**Modelagem da microrrede no OpenDSS a partir de modelo disponível no *software* Anarede**

### Modelagem e considerações em cada *software*

Os dados recebidos do sistema de distribuição apresentado na Figura 27 são oriundos do modelo da rede elaborado no *software* Anarede. No entanto, todas as análises desenvolvidas nesse trabalho OpenDSS. Desse modo, foi necessário realizar a modelagem de todos os elementos que compõem a microrrede no formato do *software* utilizado. A base de toda a modelagem que será apresentada nesse Apêndice são os manuais dos dois *software* (CEPEL, 2019; DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

A impedância da linha no Anarede ( $Z_{percAna}$ ) é definida pela impedância percentual na base da área de tensão ( $V_{BaseAna}$ ) em que está localizado a linha de distribuição. Sendo assim, a impedância a ser inserida no OpenDSS ( $Z_{Open}$ ) é dada pela equação (28).

$$Z_{Open}[\Omega] = Z_{BaseAna} \cdot \frac{Z_{percAna}}{100} \quad (28)$$

Em que  $Z_{BaseAna}$  é dado pela equação (29)

$$Z_{BaseAna} = \frac{V_{BaseAna}^2}{S_{BaseAna}} \quad (29)$$

Vale destacar, que o formato de entrada do OpenDSS é em Ohm por unidade de comprimento. Caso não se queira trabalhar com a unidade de comprimento, basta inserir o valor total nos elementos e definir o valor unitário no comprimento.

Ainda nos parâmetros de linha, o elemento *shunt* é definido no Anarede pela potência reativa em MVar, enquanto no OpenDSS, em  $nF$  por unidade de comprimento. A equação (30) mostra como realiza essa conversão.

$$C[nF] = \frac{Q[MVAR]}{V_{fase}^2 \cdot 2\pi f \cdot 10^{-15}} \quad (30)$$

Desse modo, um exemplo de entrada no OpenDSS é mostrado no algoritmo seguinte:

---

```
New Line._2-3 Phases=1 Bus1=2 Bus2=3 R1=4.25 R0=0.00 X1=7.27 X0=0.00 C1=256.41
C0=0.00 Length=1.00 Units=km
```

---

Um das principais diferenças desses dois *software* é a modelagem do transformador. Enquanto no Anarede é definida pela impedância percentual da base de tensão da área do primário do transformador e da potência definida para a simulação, o OpenDSS referencia tal impedância de acordo com a tensão e potência do primeiro enrolamento do transformador. Além disso, o Anarede realiza a modelagem desse elemento conforme seu modelo  $\Pi$  equivalente. Desse modo, a reatância do transformador no OpenDSS é definida pela equação (31).

$$X_{Open} = X_{Ana} \cdot \frac{Z_{BaseAna}}{Z_{BaseOpen}} \quad (31)$$

Em que  $Z_{BaseAna}$  é o calculado na equação (29) e  $Z_{BaseOpen}$  apresentado na equação (32).

$$Z_{BaseOpen} = \frac{V_{FaseTraf01}^2}{S_{Traf01}} \quad (32)$$

Outra diferença da modelagem do transformador e de reguladores de tensão, é a referência do *tap* fixo ou automático. O Anarede só permite referenciar a barra DE, enquanto o OpenDSS possibilita a modelagem em qualquer um dos enrolamento.

O algoritmo apresentado abaixo mostra um exemplo da modelagem do transformador.

---

```
New Transformer._2-4 phases=1 Windings=2 MinTap=0.85 MaxTap=1.05 NumTaps=17
X12=18.26 Buses=[2 4] kVs=[(69.000000 3 sqrt /) (13.800000 3 sqrt /)] kVA=5000.00
NormHKVA=5500.00 EmergHKVA=7500.00 Taps=[0.987 1]
```

---

Por sua vez, o regulador de tensão e os transformadores de *tap* variável é definida através dos elementos *RegControl* do OpenDSS. Os seguintes elementos devem ser definidos:

- *Winding*: enrolamento que deve ser controlado;
- *tapwinding*: o enrolamento em que o *tap* está referenciado;
- *vreg*: Tensão de regulação na base de 120 V;
- *ptratio*: Valor que multiplicado por *vreg* obtém a tensão de fase a ser controlada.

O algoritmo é mostrado a seguir:

---

```
New RegControl.reg_2-4 transformer=_2-4 winding=2 tapwinding=1 vreg=123.60 band=2
ptratio=66.3952
```

---

Informações mais detalhadas da modelagem apresentada neste Apêndice podem ser encontradas em CEPEL (2019), Dugan e Montenegro (2020)

## Resultados da validação da modelagem

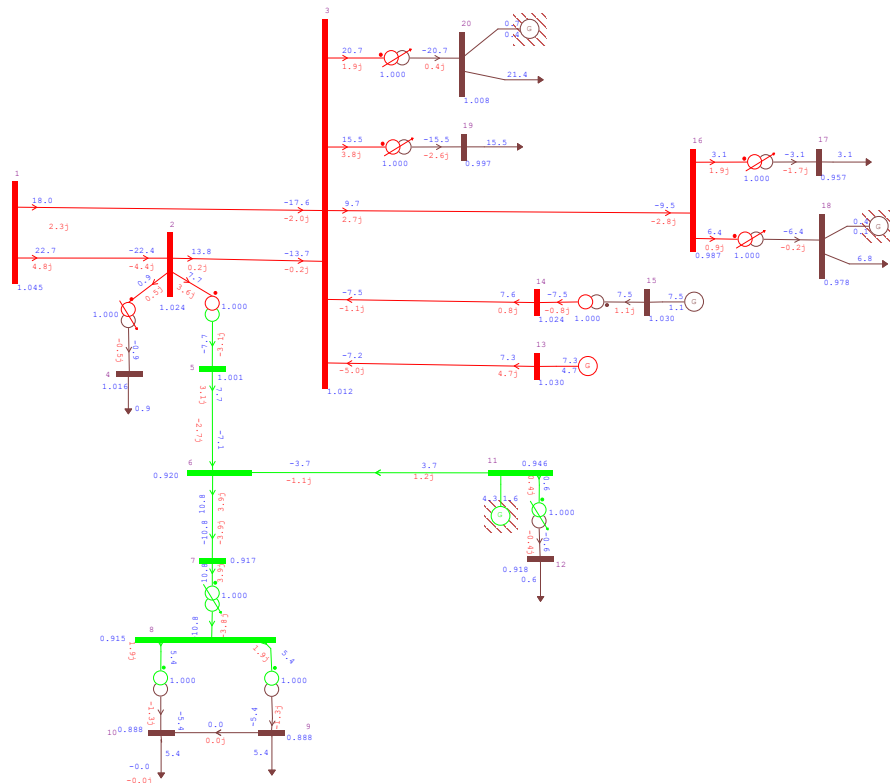
Inicialmente, realizou-se a validação da modelagem da microrrede oriunda do *software* Anarede para o OpenDSS. Para isso, foram simulados os dados reais recebidos da microrrede em dois cenários: com transformador em *tap* nominal e variável. O objetivo de validar a simulação nos dois cenários é devido ao Anarede trabalhar com o modelo II do transformador em simulações de fluxo, enquanto o OpenDSS representa os elementos por quadripolos e suas matrizes de parâmetros, na qual, para o transformador, aparece a relação de transformação. (CEPEL, 2019; DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

### Resultados com transformador em *tap* nominal

A Figura 43 apresenta o resultado de fluxo de potência realizado no Anarede, considerando a microrrede conectada ao ponto de conexão (PC) e com transformadores em *tap* nominal.

Para essa validação, os geradores das barras 11, 13 e 15 foram considerados modelo PV, com tensão em 1,03 pu, enquanto os outros geradores são do tipo PQ.

**Figura 43 – Fluxo de potência da microrrede conectada no *software* Anarede**

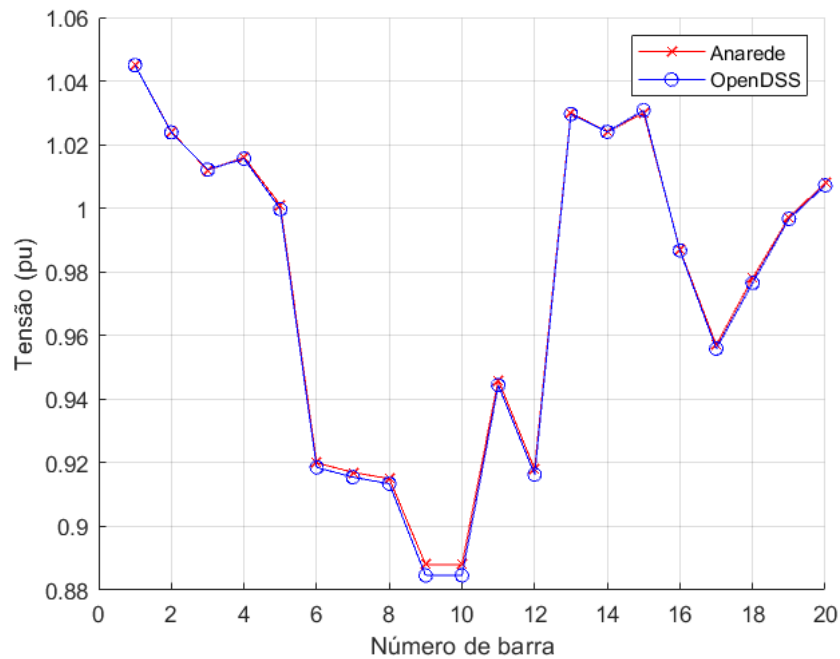


**Fonte: Autoria Própria (2022)**

Do mesmo modo, realizou-se a modelagem da microrrede conectada no *software* OpenDSS. O perfil de tensão nas barras é apresentado na Figura 44, juntamente com o perfil resultante do fluxo no Anarede.

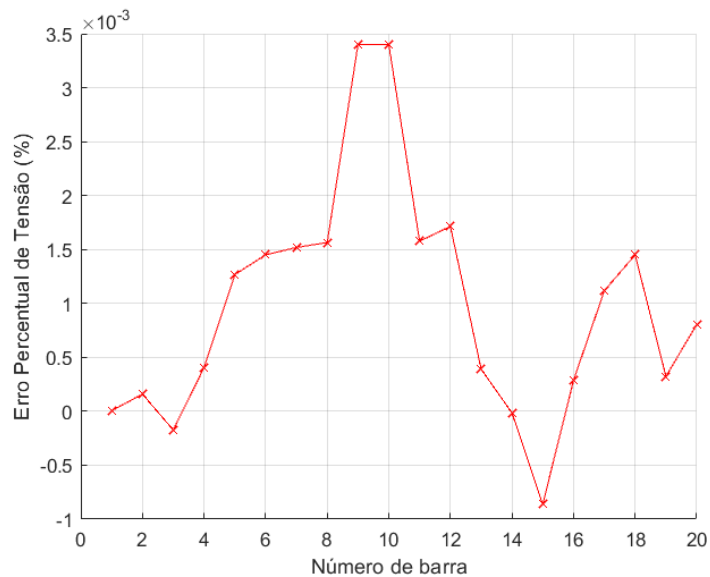
Nota-se, uma ótima correlação entre os dois *software* de simulação, sendo comprovado com o gráfico de erro percentual mostrado na Figura 45. Observa-se uma diferença percentual de tensão máxima de aproximadamente  $3,5 \times 10^{-3}\%$  nas barras 9 e 10.

**Figura 44 – Perfil de tensão da microrrede conectada com transformador em *tap* nominal**



Fonte: Autoria Própria (2022)

**Figura 45 – Erro percentual de tensão da microrrede conectada com transformador em *tap* nominal**

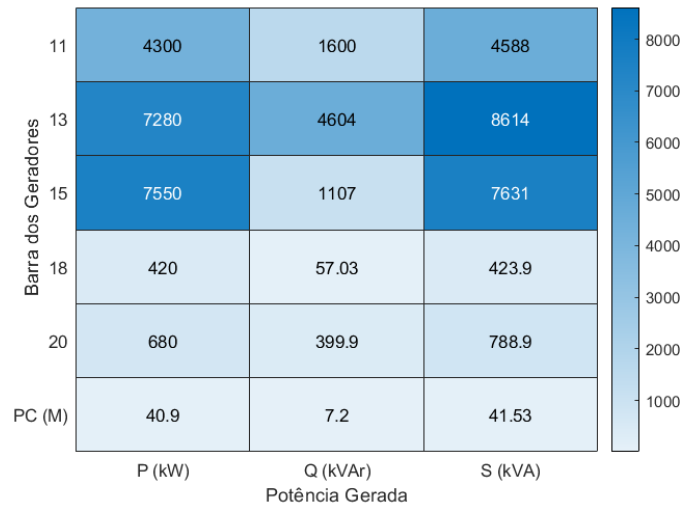


Fonte: Autoria Própria (2022)

Por sua vez, as potências ativa, reativa e aparente gerada pelo *software* OpenDSS são apresentadas na Figura 46.

Devido ao modelo adotado para os geradores, as potências ativas são todas predefinidas, portanto o erro é nulo. No entanto, a reativa dos geradores 13 e 15 são fornecidas a fim de manter a tensão em 1,03 pu. Desse modo, o erro percentual para o gerador 13 e 15 foram de 2,87% e

**Figura 46 – Geração da microrrede conectada com transformador em *tap* nominal**



**Fonte: Aatoria Própria (2022)**

3,23%, respectivamente. Já o erro do fornecimento de potência pelo PC é de 0,23% e 1,31% para potências ativa e reativa, respectivamente. Em suma, avalia-se que essa diferença apresentada não é prejudicial para a análise desenvolvida através do OpenDSS.

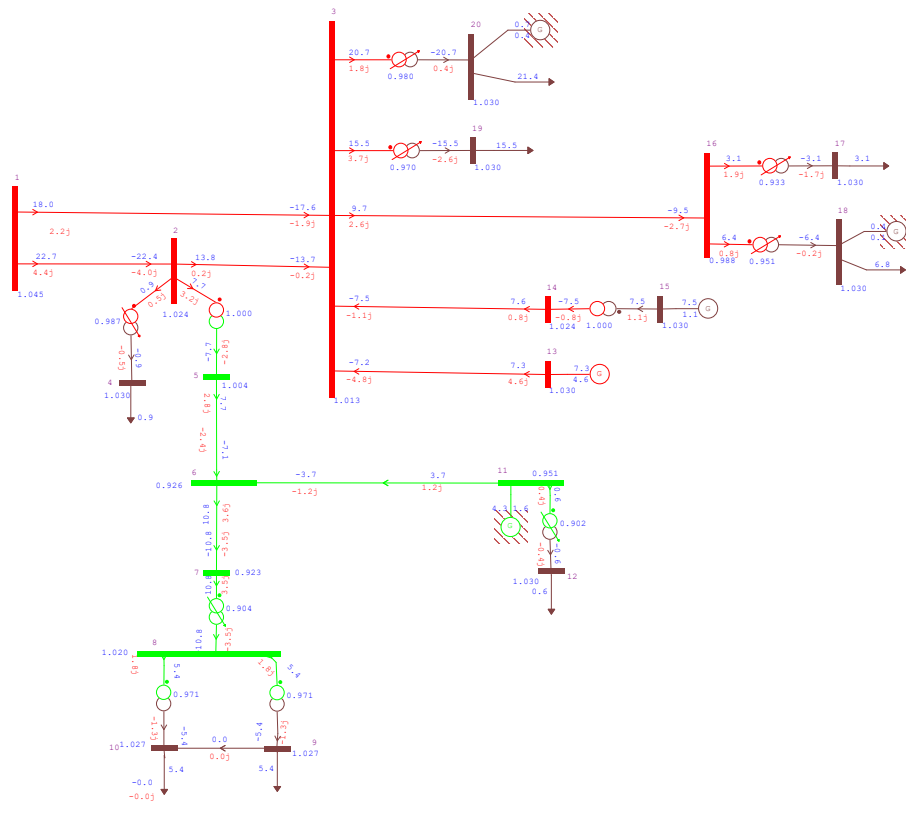
Resultados com transformador com comutador de *tap* em carga

Já a análise de fluxo de potência com transformador em *tap* variável no Anarede é apresentada na Figura 47, com os modelos dos geradores iguais aos apresentados na análise de *tap* nominal.

Dessa vez, habilitou a atuação dos elementos *RegControl* dos transformadores no OpenDSS, atuando como um regulador de tensão na saída do transformador. Vale notar, que os transformadores entre as barras 8 – 9 e 8 – 10 atua como transformador de *tap* fixo.

Os perfis de tensão obtidos nas simulações dos dois *software* são apresentados na Figura 48, enquanto o gráfico de erro percentual é mostrado na Figura 49. A maior diferença percentual de tensão ocorreu na barra 8, com  $2,2 \times 10^{-3}\%$ , mostrando uma ótima precisão nos resultados obtidos pelo OpenDSS.

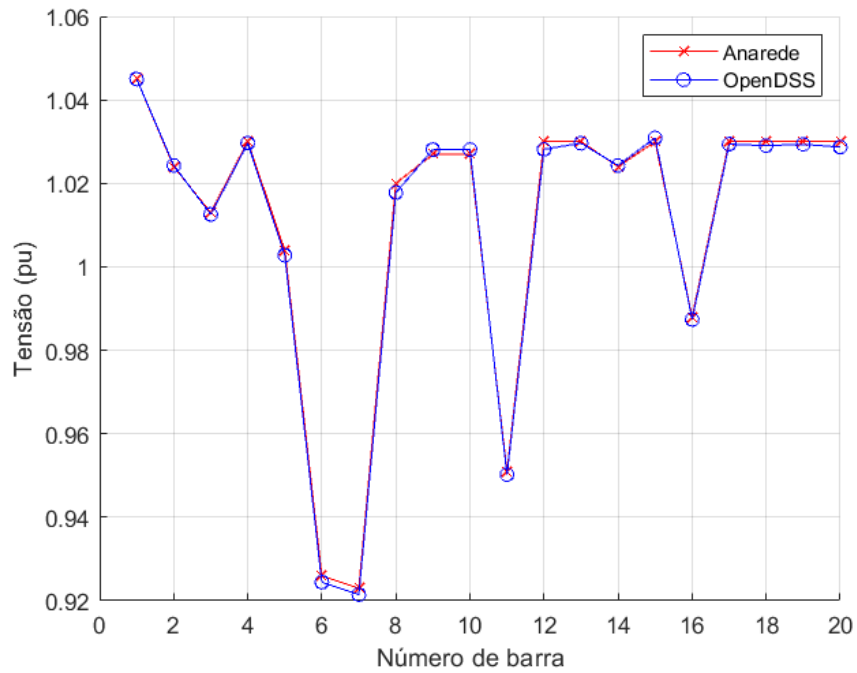
**Figura 47 – Fluxo de potência da microrrede conectada no *software* Anarede com transformador em *tap* variável**



Fonte: Autoria Própria (2022)

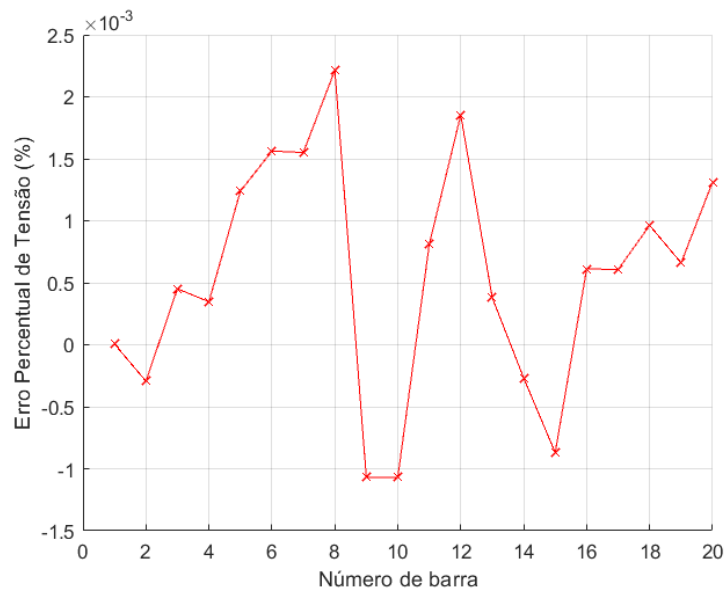
Por sua vez, as potências ativa, reativa e aparente gerada pelo *software* OpenDSS são apresentadas na Figura 50. Dessa vez, o erro da geração reativa nos geradores 13 e 15 foram de 2,67% e 3,73%, respectivamente. Já o erro do fornecimento de potência pelo PC é de 0,20% e 1,56% para potências ativa e reativa, respectivamente, valores semelhantes ao apresentado com *tap* nominal. Portanto, observa-se que mesmo com a diferença da modelagem dos transformadores entre os *software* não causa prejuízo às análises.

**Figura 48 – Perfil de tensão da microrrede conectada com transformador em *tap* variável**



Fonte: Autoria Própria (2022)

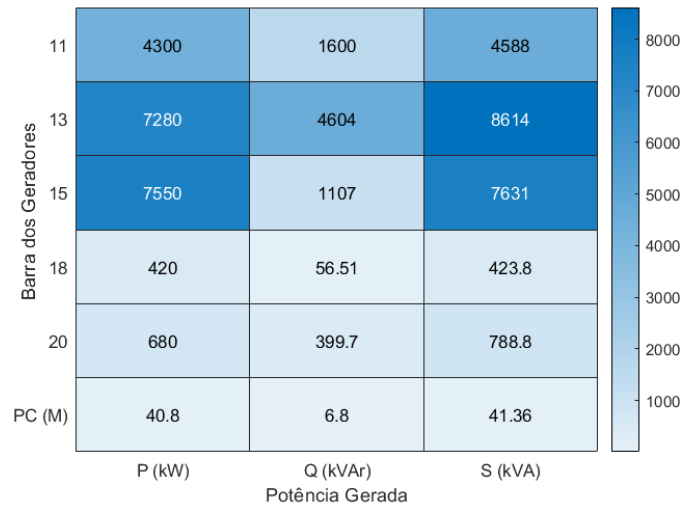
**Figura 49 – Erro percentual de tensão da microrrede conectada com transformador em *tap* variável**



Fonte: Autoria Própria (2022)

Enfim, a Tabela 22 apresenta o *tap* resultante entre as modelagem do OpenDSS e do Anarede. Nota-se uma diferença nula entre os dois modelos de regulação.



**Figura 50 – Geração da microrrede conectada com transformador em *tap* nominal**

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

**Tabela 22 – Comparação dos *tap* nos transformadores entre OpenDSS e Anarede**

Barra do transformador	2-4	3-19	3-20	7-8	11-12	16-17	16-18
<b>OpenDSS</b>	0,9870	0,9697	0,9799	0,9038	0,9023	0,9334	0,9511
<b>Anarede</b>	0,9870	0,9697	0,9799	0,9038	0,9023	0,9334	0,9511

**Fonte: Autoria Própria (2022)**

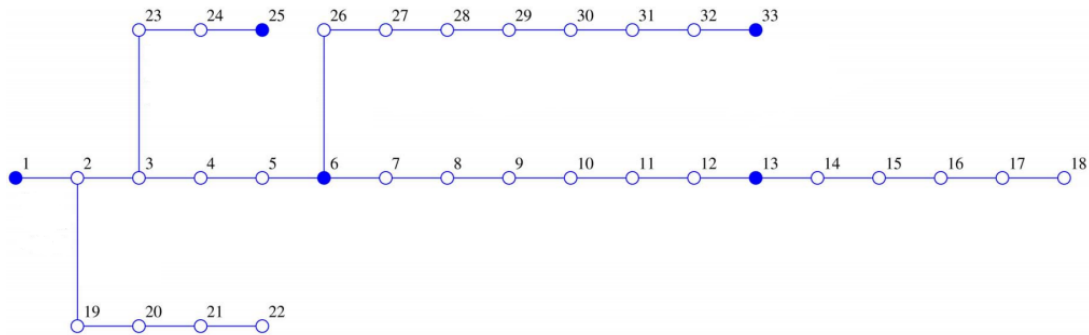
Desse modo, conclui-se que a modelagem desenvolvida no OpenDSS está satisfatória quando comparados com os resultados do Anarede. Ainda mais, a modelagem série do transformador no OpenDSS não apresenta diferença nos resultados obtidos, quando comparado com a modelagem II do Anarede.

## **APÊNDICE B**

### **Validação dos resultados utilizando microrrede de teste de 33 barras**

Para possibilitar validação do algoritmo proposto por outros autores, foi desenvolvida simulação dessa proposta na microrrede de 33 barras. O diagrama unifilar dessa microrrede é apresentado na Figura 51. Ela é uma rede com cinco unidades de GD, distribuída ao longo das suas 33 barras. Em todas as barras, exceto na barra 1, há a existência de cargas.

**Figura 51 – Diagrama unifilar da microrrede de 33 barras**



**Fonte: Diaz, Gomez-Aleixandre e Coto (2016)**

Esse sistema de teste foi utilizado na literatura por Diaz, Gomez-Aleixandre e Coto (2016), Hameed, Hosani e Zeineldin (2019) e Kumar et al. (2019) para a simulação de microrredes isolada do sistema elétrico. Adicionalmente, Gurski, Hashizume e Benedito (2019) adaptaram esse sistema utilizando unidades de geração fotovoltaica, biomassa e diesel, com modelos baseado em PQ, controle de *droop* e controle isócronos, respectivamente. Os autores adicionaram quatro novas fontes geradoras à microrrede.

Os dados de linha e de carga para essa microrrede podem ser encontrados em Baran e Wu (1989). No entanto, para esse estudo foi considerado um aumento da demanda de três vezes em todas as barras, de modo que a carga seja maior que a geração, sendo necessário realizar um corte de cargas para prover a operação ilhada. Já para os geradores, a potência máxima ativa e reativa adotada foram de 1875 kW e 1875 kVAr, respectivamente. Quanto aos coeficientes de *droop* utilizados, são apresentados na Tabela 23.

**Tabela 23 – Coeficientes de *droop* dos geradores da microrrede de 33 barras**

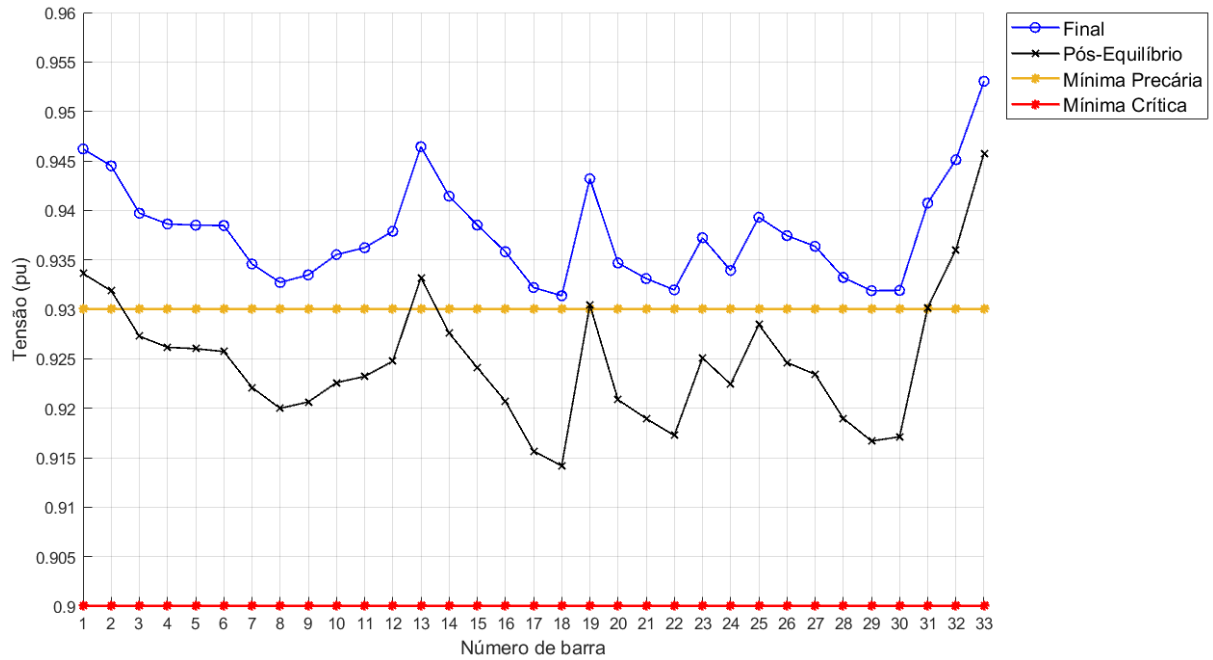
<b>Gerador</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>25</b>	<b>33</b>
$m_p$ (pu)	-0,0010	-0,0010	-0,0010	-0,0010	-0,0015
$n_q$ (pu)	-0,0050	-0,0500	-0,0500	-0,0500	-0,0150

**Fonte: Hameed, Hosani e Zeineldin (2019)**

Diferente do sistema de distribuição real estudado neste trabalho, a microrrede de teste não possui transformadores e reguladores de tensão. Desse modo, as barras a jusante adotada para realizar o corte local por nível de tensão, trata-se somente da própria barra de carga, ou seja, caso ocorrer violações na barra 17, por exemplo, será realizado o corte de carga apenas nessa barra. Essa metodologia é aplicada em todas as barras, exceto na barra 1 que não possui carga. Em casos de violação nessa barra, há um corte de carga na barra 2.

Na Figura 52 é mostrado o perfil de tensão na etapa após o primeiro corte de cargas para obter o equilíbrio entre geração e demanda da microrrede (Curva denominada como "Pós-Equilíbrio") e após as correções dos níveis de tensão (Curva "Final"). Já na Tabela 24 é apresentado o valor de tensão em cada uma das barras.

**Figura 52 – Perfil de tensão da microrrede de 33 barras**



**Fonte: Autoria Própria (2022)**

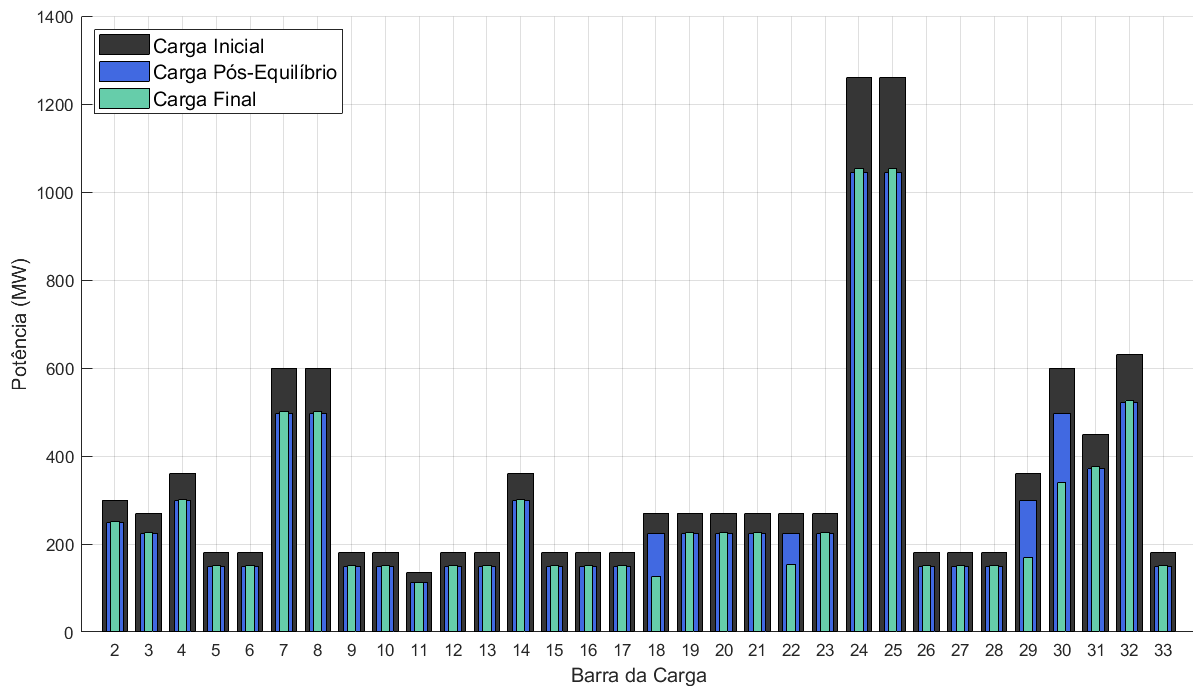
Tabela 24 – Tensão da microrrede de 33 barras

Barra	Pós-Equilíbrio	Final	Barra	Pós-Equilíbrio	Final
<b>1</b>	0,9336	0,9462	<b>18</b>	0,9142	0,9314
<b>2</b>	0,9319	0,9445	<b>19</b>	0,9305	0,9432
<b>3</b>	0,9273	0,9397	<b>20</b>	0,9209	0,9347
<b>4</b>	0,9262	0,9386	<b>21</b>	0,9190	0,9331
<b>5</b>	0,9260	0,9385	<b>22</b>	0,9172	0,9320
<b>6</b>	0,9257	0,9385	<b>23</b>	0,9251	0,9372
<b>7</b>	0,9221	0,9346	<b>24</b>	0,9224	0,9339
<b>8</b>	0,9200	0,9327	<b>25</b>	0,9285	0,9393
<b>9</b>	0,9206	0,9335	<b>26</b>	0,9246	0,9374
<b>10</b>	0,9226	0,9355	<b>27</b>	0,9234	0,9364
<b>11</b>	0,9232	0,9362	<b>28</b>	0,9190	0,9332
<b>12</b>	0,9248	0,9379	<b>29</b>	0,9167	0,9319
<b>13</b>	0,9332	0,9464	<b>30</b>	0,9171	0,9319
<b>14</b>	0,9276	0,9414	<b>31</b>	0,9302	0,9407
<b>15</b>	0,9241	0,9385	<b>32</b>	0,9360	0,9451
<b>16</b>	0,9207	0,9358	<b>33</b>	0,9458	0,9530
<b>17</b>	0,9157	0,9322			

Fonte: Autoria Própria (2022)

Por sua vez, os dados de carga sob as mesmas condições são apresentadas na Figura 53 e na Tabela 25.

Figura 53 – Carga da microrrede de 33 barras



Fonte: Autoria Própria (2022)

Tabela 25 – Carga da microrrede de 33 barras

<b>Barra de Carga</b>	<b>Inicial (kW)</b>	<b>Pós-Equilíbrio (kW)</b>	<b>Final (kW)</b>
2	300,00	248,44	250,81
3	270,00	223,60	225,73
4	360,00	298,13	300,97
5	180,00	149,06	150,49
6	180,00	149,06	150,49
7	600,00	496,88	501,62
8	600,00	496,88	501,62
9	180,00	149,06	150,49
10	180,00	149,06	150,49
11	135,00	111,80	112,86
12	180,00	149,06	150,49
13	180,00	149,06	150,49
14	360,00	298,13	300,97
15	180,00	149,06	150,49
16	180,00	149,06	150,49
17	180,00	149,06	150,49
18	270,00	223,60	126,19
19	270,00	223,60	225,73
20	270,00	223,60	225,73
21	270,00	223,60	225,73
22	270,00	223,60	152,70
23	270,00	223,60	225,73
24	1260,00	1043,44	1053,40
25	1260,00	1043,44	1053,40
26	180,00	149,06	150,49
27	180,00	149,06	150,49
28	180,00	149,06	150,49
29	360,00	298,13	168,30
30	600,00	496,88	339,45
31	450,00	372,66	376,21
32	630,00	521,72	526,70
33	180,00	149,06	150,49
<b>Total</b>	<b>11145,00</b>	<b>9229,51</b>	<b>8850,17</b>

Fonte: Autoria Própria (2022)

Por fim, a frequência final da microrrede de 33 barras é de 59,7434 Hz.